

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективність

на тему: «Підвищення ефективності енергозбереження в електромережі 0,4кВ
маслозаводу при комплексній компенсації реактивної потужності»

Виконав : студент VI курсу, групи ОН-71мп

_____ Лазарєв Вадим Васильович

(прізвище, ім'я по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Прокопенко В.В

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д

(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент к.т.н., доц. Чермалих Олександр Валентинович

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2018 року

Реферат

Дисертаційна робота складається з чотирьох розділів, висновків та переліку використаних джерел. Робота містить 112 сторінок, які налічують в собі 20 рисунків 37 таблиць, а також перелік використаних джерел.

Актуальність даної теми визначається питаннями енергозбереження - зменшенням втрат і забезпеченням норм якості електроенергії, що особливо важливо для протяжних сільських електричних мереж з малою щільністю навантаження і низькими коефіцієнтами використання трансформаторної потужності. Це завдання знайшло відображення в концепціях розвитку розподільних електричних мереж 0,4 кВ.

Метою цієї роботи є підвищення ефективності енергозбереження в електромережі 0,4кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ» за рахунок автоматичного регулювання і оптимізації конструкційної побудови сучасних пристроїв КРП на основі розробленої технологічної моделі.

Відповідно до мети поставлено такі **завдання**:

- розглянути можливість використання в автоматичних конденсаторних установках (КУ) косинусних конденсаторів (КК) з різними технологічними побудовами робочої частини і вплив способів їх комутації на якість електроенергії, яка компенсується в мережі;
- обґрунтувати області ефективного використання КУ- 0,4 кВ в електромережі 0,4кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ», з урахуванням режиму роботи та потужності реактивного навантаження;
- розробити і показати на практичному прикладі методику техніко економічної оцінки застосування регульованих КУ в електромережі 0,4кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ».

Об'єктом дослідження є технологічні моделі пристроїв компенсації реактивної потужності (ПКРП), що забезпечують зниження втрат електричної енергії в електромережі 0,4кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ».

Предмет дослідження – зменшення втрат при споживанні електроенергії технологічним устаткуванням.

Методи дослідження

У роботі використані методи теоретичних основ електропостачання, системні дослідження, методи оптимізації параметрів систем компенсації РП і техніко-економічних розрахунків.

Наукова новизна:

Комплексний підхід до компенсації реактивної потужності з використанням всього парку засобів та методів регулювання.

Практична значимість проведених досліджень полягає в обґрунтуванні раціонального застосування автоматичних пристроїв КРП в електромережі 0,4кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ» і, як наслідок цього, зниження втрат і забезпечення норм якості електроенергії.

Публікації

- X науково-технічна конференція інституту енергозбереження та енергоменеджменту. Енергетика. Екологія. Людина. Назва доповіді – «Використання конденсаторної установки для підвищення рівня енергетичної ефективності підприємства».
- I науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ . Назва доповіді – «сучасні компоненти комплексної компенсації реактивної потужності на промисловому підприємстві в мережі 0.4 кВ

Ключові терміни та поняття: енергоефективність, енергозбереження, енергоспоживання, електрична енергія, реактивна потужність, конденсаторна установка, регулятори реактивної потужності, техніко-економічні показники.

Abstract

Dissertation work consists of four sections, conclusions and list of sources used. The work contains 112 pages, which include 20 drawings of 37 tables, as well as a list of sources used.

The urgency of this topic is determined by the issues of energy saving - reducing losses and ensuring the norms of quality of electricity, which is especially important for extended rural electric networks with low load density and low coefficients of use of transformer capacity. This task was reflected in the concepts of development of 0.4 kV distribution networks.

The purpose of this work is to increase the efficiency of energy saving in the 0.4 kV network of the 0.4 kV butter factory "PP SIMOL" due to the automatic regulation and optimization of the structural construction of modern PFM devices on the basis of the developed technological model.

In accordance with the goal set the following tasks:

- consider the use of cosine capacitors (CC) with different technological constructions of the working part in the automatic condenser units (CU) and the influence of the methods of their switching on the quality of the electric energy, which is compensated on the network;

- to substantiate the areas of effective use of 0.4 kV CU 0.4 kV in the electric grid of the "SIM SIM" butter factory, taking into account the mode of operation and the power of the reactive load;

- to develop and demonstrate in a practical example a technique technically economic evaluation of the application of regulated CUs in the 0.4 kV electricity grid of the "SIM SIM" butter factory.

The object of the research is the technological models of reactive power compensation devices (PCRM), which provide for reduction of losses of electric energy in the 0.4 kV electricity network of the "SIM SIM" butter factory.

Research methods

In this work methods of theoretical bases of power supply, system researches, methods of optimization of parameters of compensation systems of RP and technical and economic calculations are used.

Scientific novelty:

- the necessity and the possibility of automatic regulation of consumption of AC in the 0.4 kV 0.4 kV network of the "SAMOL" butter factory are shown, the basic functions of the control signal are established for both normal and asymmetric network mode;

- the theoretically investigated and given areas of cost-effective the use of CU in the electric grids of consumers 6 (10) -0.4 kV;

The practical significance of the research carried out is to substantiate the rational application of automatic PSP devices in the 0.4 kV 0.4 kV grid of the "SIM SIMOL" butter factory and, as a consequence, reduce losses and ensure the quality of electricity.

Publications

X Scientific and Technical Conference of the Institute of Energy Saving and Energy Management. Power engineering Ecology. Man. The title of the report is "Using a condenser unit to increase the energy efficiency of an enterprise".

- I Scientific and Technical Conference of IEE Graduates. The title of the report - "modern components of integrated compensation of reactive power at an industrial enterprise in the 0.4 kV network

Key terms and concepts: energy efficiency, energy saving, power consumption, electric energy, reactive power, condenser installation, reactive power regulators, technical and economic indicators.

Зміст

1. ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПІДПРИЄМСТВА ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ	12
1.1. Характеристика реактивної потужності	12
1.2 Компенсація реактивної потужності – один із способів підвищення рівня ефективності енергозбереження	14
1.3 Взаємодія параметрів режиму системи електропостачання (реактивна потужність , активна потужність , напруга) у вузлах навантаження	26
1.4 Технологічні втрати електроенергії в мережі 0.4 кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ»	28
Висновки до першого розділу	36
2. КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПРОМИСЛОВОМУ ПІДПРИЄМСТВІ.....	37
2.1 Конденсатори	37
2.2. Обмеження комутаційних струмів конденсаторних батарей	47
2.1.1. Спеціальні електромагнітні контактори.....	51
2.1.2. Тиристорні вимикачі конденсаторних батарей	58
2.1.3.Фільтруючі антирезонансні дроселі.....	60
2.2. Розрядні дроселі конденсаторних батарей	68
2.3. Експлуатація автоматичних установок компенсації реактивної потужності при несиметрії напруг	72
Висновки до другого розділу	78
3. ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК НА ПРОМИСЛОВОМУ ПІДПРИЄМСТВІ.....	79
3.1 Оцінка економічної ефективності КРП у мережах 0.4 кВ виробничих споживачів	79
3.2 Економічна оцінка втрат електроенергії в мережі 0.4 кВ від несиметрії і перетоків реактивної потужності.....	82
3.3 Вибір потужності і кількості ступенів регулювання конденсаторних установок	85
3.4 Оптимізація розміщення КУ в мережі промислового підприємства (на прикладі маслозаводу)	92
3.5 Обґрунтування техніко-економічної ефективності застосування УКРП в електричній мережі 0.4 кВ промислового підприємства (на прикладі маслозаводу «ПП СІМОЛ»)	95
Висновки до третього розділу	104
4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП - ПРОЕКТУ	105
4.1 Опис ідеї проекту (товару, послуги, технології)	105
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту	107
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	107
Висновки до 4 розділу	109
Загальні висновки	110

Список використаної літератури	112
---	------------

Перелік умовних позначень

КК	Косинусні компенсатори
КРП	Компенсація реактивної потужності
ПКРП/ПК	Пристрої компенсації реактивної потужності / пристрої компенсації
РП	Реактивна потужність
СК	Синхронні компенсатори

1. ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПІДПРИЄМСТВА ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

1.1. Характеристика реактивної потужності

Відомо, що більшість електроприймачів, а також пристроїв перетворення електроенергії, в силу своїх фізичних можливостей потребують для роботи, (крім тих, що надходять з мережі до електроприймачів активної енергії W_p) енергії, необхідної для створення змінного електромагнітного поля, що отримала назву реактивної W_Q . Тому, в електричних мережах змінного струму, повна передана потужність S буде дорівнює геометричній сумі активної P і реактивної Q потужності.

Незважаючи на те, що на вироблення РП впливає активна потужність, а отже і паливо безпосередньо не витрачається, її передача по мережі викликає витрати активної енергії W_{TP} , які покриваються активною енергією генераторів (за рахунок додаткової витрати палива). Величина даних втрат може бути представлена наступним чином [3]:

$$W_{TP} = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau, \quad (1.1)$$

де τ - тимчасова характеристика графіка передачі РП.

При оцінці величини W_{TP} можна відштовхуватися від відомого поняття еквівалента РП - до $k_{екв}$ рівного 0,08 кВт / квар і що означає, що в середньому на передачу 100 квар РП витрачається 8 кВт активної [3], але, на відміну від активної, РП може генеруватися компенсуючими пристроями (синхронними компенсаторами і електродвигунами, конденсаторами, статичними джерелами РП), причому паливо при цьому практично не споживається. Особливістю РП також є те, що витрати на її передачу не залежать від напрямку, тобто і споживання, і генерація в мережу еквівалентних обсягів РП однаково погано. У

цьому сенсі поняття «Постачальник» або «Споживач» стосовно РП втрачає сенс, а термін «компенсація РП» (а не виробництво) абсолютно вірний [3].

Довгий час основним нормативним показником, що характеризує споживання РП [2, 4], був середньозважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi$, в загальному випадку визначається як:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}. \quad (1.2)$$

Але співвідношення P / S не дає уявлення про динаміку зміни реального значення РП. Так, при зміні $\cos \varphi$ з 0,95 до 0,94 споживання РП ($S \times \sin \varphi$) зросте на 10%, а при зміні $\cos \varphi$ з 0,99 до 0,98 приріст РП складе 42%. Тому в якості коефіцієнта РП зручніше користуватися фактичним співвідношенням активної і реактивної складових повної потужності - $\operatorname{tg} \varphi$ [4]:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}. \quad (1.3)$$

Середньозважений коефіцієнт потужності навантаження, що використовувався при розрахунках зі споживачами, визначався за показниками активного і реактивного комерційних лічильників за заданий відрізок часу. якщо за час розрахункового періоду $t_2 - t_1$ і показання лічильника активної енергії були рівні: $W_A = W_{A1} - W_{A2}$, а реактивного - $W_P = W_{pt2} - W_{pt1}$, то:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{W_P}{W_A}. \quad (1.4)$$

Таким чином, загальна задача оптимального електроспоживання [6], як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання, включає в себе питання забезпечення КРП навантаження - в мережі періодичного напруги нескінченної потужності, навантаження повинно споживати з мережі

струм за формою і фазі співпадає з напругою (рисунок. 1.1). Прийнято вважати, якщо струм відстає по фазі від напруги (індуктивний характер навантаження, рисунок 1.1), то РП має позитивне значення (споживання РП, режим недокомпенсації), якщо струм по фазі випереджає напруга (ємнісний характер навантаження), то РП має від'ємне значення (генерація РП в мережу, режим перекомпенсації).

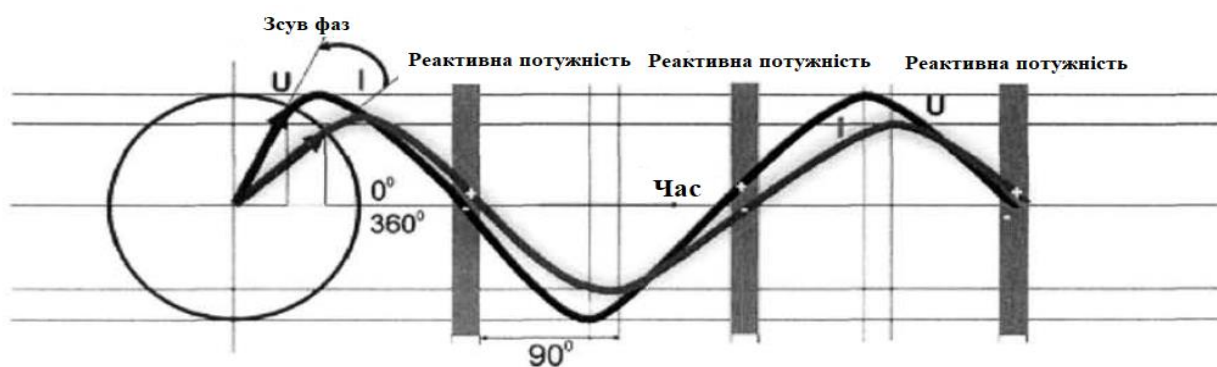


Рисунок. 1.1 - Зміна напруги і струму лінії з індуктивної навантаження.

У загальному випадку, КРП застосовується для декількох цілей:

по-перше, вона необхідна для дотримання умови балансу РП вузлів навантаження див. розділ 1.3);

по-друге, пристрої компенсації (ПК) РП застосовуються з метою зниження втрат в мережі електроенергії (див., розділ 1.3);

по-третє, ПК можуть бути використані при регулюванні напруги і поліпшення норм якості електроенергії (див., розділ 2.2).

1.2 Компенсація реактивної потужності – один із способів підвищення рівня ефективності енергозбереження

Підбір обладнання для компенсації реактивної потужності повинен проводитися на основі розрахунку техніко-економічних зобов'язань. Реактивна потужність, баланс енергосистеми реактивної потужності основних джерел, синхронний генератор в системах електростанцій і промислових підприємствах (

в даному випадку маслозавод ПП «Сімола») синхронних компенсаторів. Вони також використовуються для компенсації реактивної потужності (тобто синхронні машини призначені спеціально для роботи в якості джерела реактивної і активного навантаження, що має вал), синхронних двигунів і пристроїв, що компенсують реактивну потужність. [3]

З іншого боку, є цікаві пропозиції щодо використання синхронних компенсаторів, режимів окремих генераторів, теплових електростанцій і гідроелектростанцій (після невеликого оновлення) для нормалізації напруги в енергосистемі. Слід зазначити, що сучасний мікропроцесор контролює виробник електроенергії в Західній Європі (в основному в Німеччину, Італію, Чехію, Фінляндію, Францію), які складають компенсуючі конденсатори, вони характеризуються високою надійністю. Завдяки своїй універсальності, зокрема, вони дають можливість вимірювання параметрів якості електричної мережі і компенсовану передачу результатів вимірювань на контролер рідкокристалічного дисплея (багато типів автоматичного управління, такі як Prophi, BR6000, також має можливість передавати інтерфейс результатів вимірювань [4].

Одним з рішень є використання адаптивних систем для динамічних пристроїв компенсації реактивної потужності за рахунок компенсації фільтрів в розвитку NOKIAN capacitor (Фінляндія). Поєднання вищої гармонічної фільтрації та динамічної компенсації споживання електроенергії значно підвищує ефективність технологічного обладнання. Конденсатори, які є частиною компенсації ємнісних пристроїв (зазвичай званих конденсаторів), низьковольтних конденсаторів, особливо в якості великого виробника, компанія Epcos AG (Німеччина) також є більш надійними. Слід зазначити, що це одна з небагатьох світових компаній, які успішно використовують концентричні обмотки трифазного секції конденсаторів в центральному ядрі, а також спеціальну технологію, запатентовану Epcos AG, забезпечуючи при цьому висновки і стійке усунення котушок під час намотування секції розширення контактної поверхні, використовуючи комбінацію рівна і хвильова ділянка краю плівок та інші [5].

Характеристика видів пристроїв, що компенсують представлена в таблиці 1.

Таблиця 1 - Загальна характеристика електрообладнання, що застосовується для компенсації реактивної потужності

Найменування компенсуючого електрообладнання	Режим роботи	Область застосування	Основні особливості
Синхронні компенсатори (СК)	Генерування реактивної потужності (режим збудження); споживання реактивної потужності (режим недозбудження)	Великі електропідстанції районного значення; великі електроприймачі з різкозмінним режимом роботи (дугові і рудотермічні установки)	Синхронні компенсатори мають високу вартість, великі одиничні потужності (МВА), складні умови пуску, гірші порівняно з ККУ техніко- економічні показники (особливо для невеликих - до 10 МВА) потужностей компенсації. Ці особливості синхронних компенсаторів практично виключають можливість їх застосування в якості пристроїв, що компенсують в електромережах більшості промислових підприємств

Продовження таблиці 1 - Загальна характеристика електрообладнання, що застосовується для компенсації реактивної потужності

Конденсаторні компенсуючі установки (ККУ)	Конденсаторні компенсуючі установки працюють в режимі як поперечної компенсації (при включенні батарей конденсаторів паралельно навантаженні), так і в режимі поздовжньої компенсації (при включенні батарей конденсаторів послідовно з навантаженням)	Конденсаторні компенсуючі установки - найбільш поширений засіб компенсації реактивної потужності в системах електропостачання на промислових підприємствах.	Малі (не більше 0,25 ... 0,5%) питомі втрати активної потужності конденсаторів; відсутність в них оберткових частин; простота монтажу і експлуатації; відносно невисокі капіталовкладення; великий діапазон підбору необхідної потужності; можливість установки в будь-яких точках електромережі, безшумність роботи. Ці особливості ККУ роблять їх застосування найбільш ефективним в якості пристроїв, що компенсують в розподільних мережах промислових підприємств
--	---	---	---

Використання конденсаторних установок.

Одинична компенсація – краща там, де: потрібна компенсація потужних (понад 20 кВт) споживачів; потужність, яка споживається постійна протягом тривалого часу [6].

Групова компенсація – застосовується для випадку компенсації декількох індуктивних навантажень, які розташовані поруч і вмикаються одночасно, підімкнених до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю[6].

Централізована компенсація - для підприємств, які потребують змінної реактивної потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення $\cos\varphi$ від заданого значення контролер вмикає або відмикає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: ввімкнена потужність конденсаторів відповідає спожитій в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації[6].

При виборі конденсаторної установки необхідна потужність конденсаторів визначається як :

$$Q_C = P \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) ,$$

де $tg\varphi_1$ – коефіцієнт потужності споживача до встановлення компенсувальних пристроїв;

$tg\varphi_2$ – коефіцієнт потужності після встановлення компенсувальних пристроїв (бажаний або коефіцієнт, який задає енергосистема).

Режим роботи конденсаторних установок повинен виключати можливість роботи підприємств із випереджальним коефіцієнтом потужності. У зв'язку із цим найдоцільнішим є застосування автоматичного регулювання потужності

конденсаторних установок за напругою, за часом доби і за іншими параметрами.

Для розрахунку параметрів компенсаторної установки в мережі знімають характерні добові графіки навантаження і текуче значення $\cos\varphi$, за якими визначають середнє значення коефіцієнта потужності за період. Знаючи фактичний і потрібний (за умовами компенсації) коефіцієнт потужності, а також споживання активної електроенергії, можна розрахувати потрібну потужність конденсаторної установки[7].

Синхронні компенсатори є синхронними двигунами полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як в режимі генерації реактивної потужності (при збудженні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні). В даний час вітчизняна промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю від 5000 до 10 000 квар. Втрати активної потужності в синхронних компенсатори при їх повному завантаженні в залежності від номінальної потужності коливаються в межах 0,013-0,015 кВт / квар[8].

Недоліки:

- подорожчання і ускладнення експлуатації (у порівнянні, наприклад, з конденсаторними батареями);
- значний шум під час роботи.

Позитивними властивостями:

- можливість плавного і автоматичного регулювання;
- незалежність генерації реактивної потужності від напруги на їх шинах;
- достатня термічна і динамічна стійкість обмоток компенсаторів під час к.з.;
- можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт.

Питома вартість синхронних компенсаторів значно збільшується при зменшенні їх номінальної потужності. Висока питома вартість синхронних компенсаторів невеликих потужностей і великі втрати активної потужності в них обумовлюють застосування синхронних компенсаторів лише значних потужностей на великих підстанціях[8].

Таким чином, синхронний компенсатор є синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ході. При роботі в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності. Найбільша потужність СК в режимі перезбудження називається його номінальною потужністю. При роботі в режимі недозбудження СК є споживачем реактивної потужності. За конструктивним умовам СК зазвичай не може споживати з мережі таку ж реактивну потужність, яку він може генерувати. Зміна струму збудження СК зазвичай автоматизується. При роботі СК з мережі споживається активна потужність близько 2-4% [8].

Синхронні двигуни .

Синхронний двигун при певних умовах може генерувати реактивну потужність. Її величина залежить від завантаження двигуна активною потужністю, що підводиться напруги і технічних даних двигуна:

$$Q_{\text{сд}} = k_{\text{прм}} \cdot \frac{P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}}{k_{\text{пд}}},$$

де $P_{\text{ном}}$ - номінальна активна потужність двигуна;

$k_{\text{прм}}$ - коефіцієнт перевантаження по реактивній потужності (визначається за довідником) .

Додаткові активні втрати в двигуні, пов'язані з генеруванням реактивної потужності, визначаються за виразом:

$$\Delta P = k_1 \cdot \frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} + k_2 \cdot \frac{Q_{\text{сд}}^2}{Q_{\text{ном}}^2},$$

де k_1, k_2 - розрахункові коефіцієнти, залежать від потужності, к. п. д. двигуна приводяться в довідниках [9].

Технічно - економічно обґрунтований нижньою межею номінальних потужностей синхронних двигунів становить 500-600 кВт. Синхронні двигуни з

частотою обертання 1000 об / хв і нижче випускаються з явнополюсними шихтованими роторами з демпферного обмоткою. Синхронні двигуни потужністю понад 12 500 кВт з частотою обертання 1500 об / хв виконують, як правило, з масивними полюсами без спеціальної демпферного (пусковий) обмотки.

Синхронні двигуни з частотою обертання 3000 об / хв - турбодвигуни - мають неявно виражене виконання полюсів ротора. Ротори цих двигунів виконують з масивної поковки так само, як ротори турбогенераторів.

Синхронні двигуни випускають в основному на напругу 6000 і 10000 В. Номенклатура низьковольтних двигунів на напругу 380 В, мають потужність до 320 кВт, послідовно скорочується, і вони замінюються на більш економічні асинхронні двигуни[10].

Більшість типів синхронних двигунів випускають як машини загального призначення. Багато серії і типи синхронних двигунів призначені для приводу конкретних типів механізмів: компресорів, різного роду млинів, вентиляторів, гумозмішувачах і грануляторів, екскаваторних агрегатів і ін.

За формою виконання в окрему групу виділяють вертикальні двигуни, які застосовують для приводу насосів. Горизонтальні двигуни можуть мати виконання з двома і одним підшипником і консольне виконання.

Важливими класифікаційними характеристиками синхронних двигунів є ступінь захисту і система вентиляції та охолодження. За цією ознакою синхронні двигуни підрозділяють на: відкриті або бризгозахищеність, закриті з розімкненим циклом вентиляції, закриті із замкнутим циклом вентиляції і вбудованими водяними охолоджувачами, закриті із замкнутим циклом вентиляції з вбудованими повітряними охолоджувачами, закриті вибухозахищені продуваються під надлишковим тиском. Більшість двигунів мають самовентиляцією, проте в машинах великих габаритів для охолодження застосовують і вентиляторі-наїзники. В даний час для збудження синхронних двигунів застосовують тільки напівпровідникові статичні системи збудження.

Статичні збудники, як правило, харчуються від стороннього джерела. Випускаються двигуни, які мають для харчування збудження додається спеціальна

підставка обмотку в пазах статора.

Без щіткові збудники зазвичай вбудовують в конструкцію двигуна. У серіях STD і STDП застосовують без щіткового збуджувальне пристрій, який є самостійним виробом і прилаштовується до двигуна. У синхронних двигунах малих габаритів широко використовують підшипники кочення, в великих - підшипники ковзання.

Діапазон габаритів синхронних двигунів досить широкий: зовнішні діаметри сердечників статорів нарастають від 740 до 4500 мм. В даний час проектують надпотужні двигуни. Найбільш поширені серії явнополюсних синхронних двигунів мають наступну структуру позначення:

$$\frac{X}{1} - \frac{X}{2} - \frac{X}{3} - \frac{X}{4}$$

в якій: 1 - умовна назва серії і номер модифікації; 2 - умовне позначення габариту; 3 - довжина сердечника статора, см; 4 - число полюсів.

Таким чином, синхронні двигуни є елементами "пасивної" компенсації реактивної потужності, іншими словами, при використанні деякої кількості синхронних двигунів замість асинхронних споживана з мережі реактивна потужність зменшується, що зменшує і витрати на компенсацію, але з іншого боку, збільшує витрати на утримання і обслуговування синхронних електродвигунів.

Запровадження компенсуючих пристроїв.

В даний час спостерігається безперервне збільшення споживання електроенергії, в тому числі реактивної потужності, через збільшення великомасштабного виробництва, а також постійного зростання числа і електроприймачів, які використовуються в різних галузях промисловості, в первинному і додатковому циклах. Найбільш ефективним способом зниження споживання рекуперативних електричних мереж є використання в області прямого споживання, пристроїв компенсації пасивної потужності (CG), які

забезпечують найбільш необхідну реактивну потужність від шин від енергоємних установок.

Компенсація реактивної потужності в електроенергетичній мережі з використанням конденсаторних установок набагато простіше, ніж зниження споживання енергії потребами активної енергії, змінюють технологічний режим споживачів електроенергії, які не можуть бути реалізовані. Практика такого виробництва пасивної енергії стала поширеною у всьому світі і має велике економічне вплив. Мета - розглянути типи компенсаційних пристроїв, їх основні переваги та недоліки, найбільш підходящу область їх застосування і навіть використовувані в даний час типи компенсації реактивної потужності[11].

Однією із специфік електроенергії, як виду продукції, є неминучість її часткових втрат при передачі споживачам (1.4). Зіставлення даних втрат показує їх відмінність навіть для країн з приблизно однаковим рівнем економічного розвитку [10, 11] і залежить від умов виробництва і розподілу електроенергії. Тому порівняння систем електропостачання тільки за величиною втрат не дає підстав для висновків про її ефективності. Отже, при вирішенні питання про техніко економічної доцільності зниження втрат необхідно орієнтуватися на конкретні умови, що склалися на виробництві, передачі і структурі споживання електроенергії (рисунк. 1.2 і 1.3).

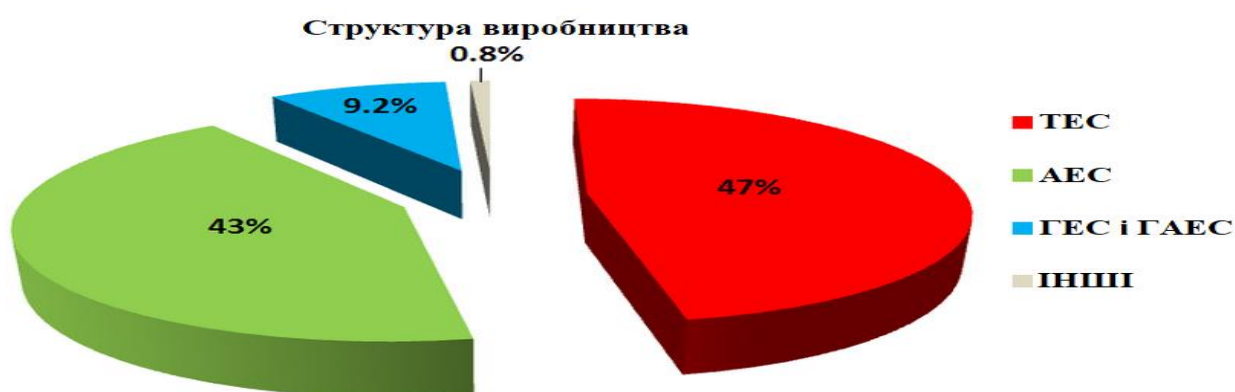


Рисунок 1.2 - Структура генеруючих потужностей і виробництва електроенергії в Україні (2017р.)

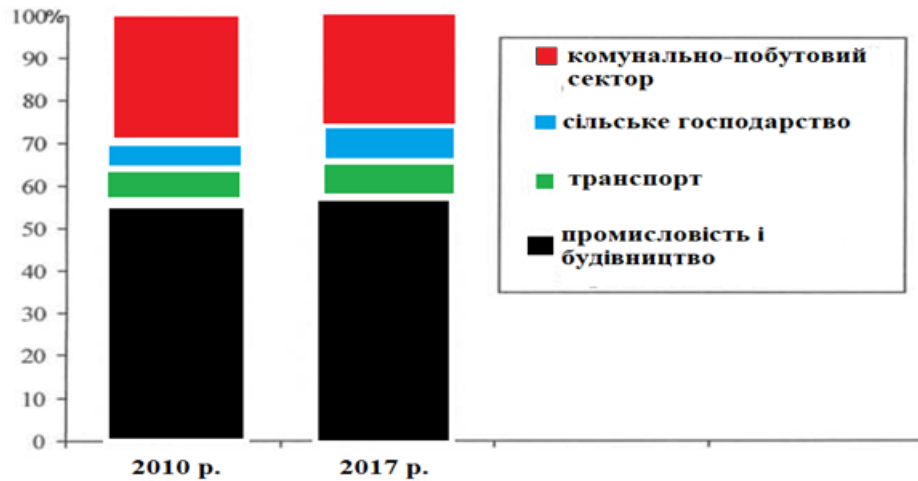


Рисунок. 1.3 - Структура споживання електроенергії окремими галузями економіки

Значна частина втрат зумовлена мережовим перетіканням РП і пов'язаними з цим втратами активної енергії (1.4), а їх зниження досягається збільшенням ступеня компенсації РП, споживання якої визначається двома складовими:

- а) втратами в трансформаторах і лініях електричних мереж;
- б) реактивним навантаженням споживачів.

Умовою нормального режиму роботи і забезпечення норм якості електроенергії для будь-якої електричної мережі є дотримання в ній балансу повної потужності (рівність виробленої і споживаної електроенергії):

$$\begin{cases} \sum P_{\Gamma} = P_{\Gamma} + \sum P_{\text{ПОТ}} + P_{\text{рез}} \\ \sum Q_{\Gamma} = Q_{\text{Н}} + \sum \Delta Q_{\text{ПОТ}} + Q_{\text{ВЛ}} + \sum Q_{\text{УК}} + Q_{\text{РЕЗ}} \end{cases} \quad (1.9)$$

де $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ - сумарні активні і реактивні навантаження генераторів,
 $\sum P_{\text{Н}}$, $\sum Q_{\text{Н}}$ - сумарні активні і реактивні навантаження споживачів,
 $\sum P_{\text{ПОТ}}$, $\sum Q_{\text{ПОТ}}$ - сумарні втрати активної і РП, $Q_{\text{ВЛ}}$ - РП, що генерується,
 ПЛ 110 кВ і вище, $\sum Q_{\text{УК}}$ сумарна потужність пристроїв компенсації,
 РП, $P_{\text{рез}}$, $Q_{\text{рез}}$ - резерв активної і РП енергосистеми [13].

При цьому баланс безпосередньо РП може бути представлений як:

$$\sum Q_{\Gamma} + Q_{\text{вл}} + \sum Q_{\text{ук}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{пот}} + Q_{\text{рез}}. \quad (1.10)$$

Розглянемо прибуткову (ліву) частину виразу. Загальне споживання РП в мережах електропостачання досягає 1 ... 1,3 квар на 1 кВт приєднаної потужності. При номінальному навантаженні генератори електростанцій виробляють лише близько 60% необхідної РП (коефіцієнт потужності поширених на ТЕС, вітчизняних двополюсних турбогенераторів серії ТВ і ТВФ; потужністю 30 ... 1200 МВт при номінальній напрузі (0,8..0,9), тобто Р генераторів - $\sum Q_{\Gamma}$ становить 0,5 ... 0,75 квар на 1 кВт їх встановленої потужності, причому її повне використання не завжди технічно можливо і економічно доцільно. З огляду на те, що близько 20% загального балансу РП енергосистеми генерується ємністю ПЛ 110 кВ і вище – $Q_{\text{вл}}$, без урахування резерву, приблизно 20% складе віднесена в співвідношенні до максимуму активного навантаження (квар / кВт) РП, споживана в розподільних мережах 35 ... 0,4 кВ (в тому числі і підприємств), яка повинна бути скомпенсована - $\sum Q_{\text{ук}}$.

Порушення балансу РП призведе до зміни рівня напруги в мережі. Якщо генерується РП більше споживаної, то напруга підвищується, а при дефіциті РП знижується. Однак, на відміну від активної, якої бракує РП доцільно не передавати з сусідніх енергосистем (1.5), а генерувати за допомогою ПК, встановлених безпосередньо в даній енергосистемі. У той же час до 60% видаткової (правої) частини балансу РП визначається втратами в елементах самої енергосистеми, а частка РП, відпускається з шин 6 (10) кВ споживачам, складе менше 40%. Розвиток енергосистеми збільшує дефіцит РП. В [11, 13,14] зазначено, що без ПК, встановлюваних в мережах енергосистем, режим балансу РП при допустимих рівнях напруг в вузлах навантаження неможливий.

1.3 Взаємодія параметрів режиму системи електропостачання (реактивна потужність , активна потужність , напруга) у вузлах навантаження

Залежно від виду використовуваного устаткування електричне навантаження підрозділяється на активне, індуктивне і ємнісне. Найчастіше споживач має справу із змішаними активно-індуктивними навантаженнями. Відповідно, з електричної мережі відбувається споживання як активної, так і реактивної енергії.

Активна енергія перетвориться в корисну – механічну, теплову та ін. енергії. Реактивна енергія не пов'язана з виконанням корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів в електродвигунах, трансформаторах , індукційних печах, зварювальних трансформаторах, дроселях і освітлювальних приладах.

У загальному випадку вираз для визначення реактивної потужності має вигляд $Q=U \cdot I \cdot \sin\varphi$. Вона позитивна при струмі, який відстає (індуктивне навантаження - $0<\varphi<180$) і негативна при струмі, який випереджає (ємнісне навантаження - $180<\varphi<360$). Показником споживання реактивної енергії (потужності) є коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, який показує співвідношення активної потужності P і повної потужності S , споживаній електроприймачами з мережі: $P=S \cdot \cos\varphi$.

Значення коефіцієнта потужності незкомпенсованого устаткування наведені в табл.1. В оптимальному режимі показник повинен прямувати до одиниці і відповідати нормативним вимогам.

Таблиця 1.2. Значення коефіцієнта потужності незкомпенсованого устаткування

Тип навантаження	Приблизний коефіцієнт потужності
Асинхронний електродвигун до 100 кВт	0,6-0,8
Асинхронний електродвигун 100-250 кВт	0,8-0,9
Індукційна піч	0,2-0,6
Зварювальний апарат змінного струму	0,5-0,6
Електродугова піч	0,6-0,8
Лампа денного світла	0,5-0,6

Реактивна потужність, яка споживається промисловим підприємством у кожній даній точці мережі, визначається величиною намагнічувальної потужності, яка необхідна для окремих елементів електроустановки, які розташовані за даною точкою в напрямку передачі енергії. Реактивні навантаження підприємств не залишаються незмінними не тільки протягом більш-менш тривалих проміжків часу доби місяця року, але й протягом однієї виробничої зміни. Ці навантаження безупинно змінюються залежно від виробничої програми окремих струмоприймачів, від ступеня їхнього завантаження і відносної тривалості ввімкнення, від коливань напруги в мережі, від якості обслуговування устаткування експлуатаційним і ремонтним персоналом та від інших факторів[13].

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що призводить до збільшення перерізів проводів і кабелів і відповідно до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішньо майданчикові мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті по тарифах, що діють, тому складає значну частину рахунку за електроенергію[14].

Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивної потужності (конденсаторних батарей, синхронних двигунів і синхронних компенсаторів). За рахунок приєднання до мережі компенсуючого пристрою КП зменшуються втрати потужності і напруги. На практиці коефіцієнт потужності після компенсації знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження в тому чи іншому пункті електричної мережі можна оцінити за допомогою так названого економічного еквівалента реактивної потужності. Економічний еквівалент чисельно дорівнює зменшенню втрат активної потужності в мережах при зменшенні реактивного навантаження на 1 квар.

1.4 Технологічні втрати електроенергії в мережі 0.4 кВ маслозаводу «ПП СІМОЛ»

Мережеві втрати електроенергії є показником технічного стану, рівня експлуатації і ефективності системи обліку електро-постачальної постачає організації. В даний час майже повсюдно спостерігається зростання абсолютних і відносних втрат при передачі електроенергії[16].

В першому наближенні втрати можна розділити на технологічні, (необхідна витрата електроенергії на транспорт) і комерційні (пов'язані з недоплатою за реалізовану електроенергію). Відзначимо, що в даній роботі розглядається тільки технологічний вид втрат, іменований в надалі - "втрати". В системі виробництва, передачі і розподілу електроенергії найбільш витратним для електропостачальної організації (Київобленерго) являє розподіл. Звітні (сумарні) втрати Київобленерго можна уявити в залежності від відпуску електроенергії на різних рівнях напруг і її перетоків в транзитних мережах відповідного рівня. З таблиці 1.2 чітко видно, що найбільший обсяг втрат в Київобленерго доводиться на рівень 6 (10) -0,4 кВ; тобто безпосередньо на елементи розподільних мереж (повітряні та кабельні лінії,

РУ, ТП, системи обліку та автоматики). При будь-якому поясненні збільшення втрат необхідно визначення значення їх технологічної складової і приведення втрат до норми [14,16].

За міжнародними стандартами 4 ... 5% втрати при передачі та розподілі електроенергії вважаються задовільними, а 10% - максимально допустимими, перевищення яких зазвичай пов'язано з наявністю комерційної складової [16]. Аналіз зарубіжного досвіду показує [17], що зростання втрат електроенергії в мережах - це об'єктивний процес для країн з кризовою економікою і реформованою енергетикою, ознака наявних розривів між платоспроможністю споживачів і тарифами на електроенергію, показник недостатності інвестицій в мережеву інфраструктуру і систему обліку електроенергії, відсутності повномасштабних автоматизованих інформаційних систем зі збору та 20 автоматизованих інформаційних систем зі збору та передачі даних про корисний відпуск електроенергії, структурі потоків електроенергії по східцях напруги, балансам електроенергії в електричних мережах. У країнах, де перераховані фактори мають місце, втрати електроенергії в електричних мережах, як правило, високі і мають тенденцію до зростання.

Динаміка втрат у вітчизняних електричних мережах за останні 10-12 років (Рисунок 1.4) показує, що Україна в цьому сенсі не є винятком. Вартість втрат - це частина витрат на передачу і розподіл електроенергії по електричних мережах. Чим більше втрати, тим вище ці витрати і відповідно тарифи на електроенергію для кінцевих споживачів. Ця технологічно необхідна витрата електроенергії повинна оплачуватися споживачем. Вона по суті і є нормативом втрат. Втрати зумовлені неоптимальними режимами роботи електричної мережі, похибками системи обліку електроенергії, недоліками в енергозбуткової діяльності, є прямими збитками енергопостачальних організацій і безумовно, повинні знижуватися.

За минулі 40 років у структурі електропостачання і його технічному забезпеченні відбулися значні зміни. Так споживання електроенергії в комунально-побутовому секторі збільшилася як в абсолютному, так і в питомому

співвідношенні, витрата електроенергії на 1 м² житлових будинків зростає утричі [12], середня статистична потужність трансформаторів S^2 досягла 250-350 кВА, на ПЛ 0,4 кВ розподільних мереж, традиційні, голі дроти замінюються природно, дані норми потребують корегування. Технічні втрати електроенергії в мережах 35 ... 0,4 кВ поділяють на навантажувальні втрати в поздовжніх елементах схем заміщення, що визначаються 22 відомими методами [14, 16, 24], за наявними даними режимних параметрів мереж за розрахунковий період, і втрати холостого ходу трансформаторів і автотрансформаторів (поперечні елементи схем заміщення). Оскільки повні експлуатаційні дані режимів електроспоживання для точних розрахунків технічних втрат відсутні, то в наближених методах розрахунку використовують дані про втрати в одному з режимів – максимальних або середніх навантажень [25]. Раніше вважали, що для сільських розподільних мереж з переважанням комунально-побутових і змішаних споживачів позитивний ефект від КРП мінімальний і може привести до зайвих витрат [26]. Це було пов'язано зі складністю отримання достовірної інформації про мережеві навантаження, зокрема про чинне півгодинному максимумі електроспоживання і втрати електроенергії, що залежать від режиму споживання як активної, так і реактивної енергії.

Доведено, що при навантаженнях мережі понад 150 кВА і варіації сезонних максимумів від 0,1 (зима) до 0,15 (літо), згідно нормальному закону розподілу однакові відхилення від середнього значення зустрічаються однаково часто [17]. Знаючи величину стандартних відхилень, мінімальне число вимірів, при яких середня виміряна навантаження буде відрізнятися від дійсного (генерального) середнього значення з точністю $\pm 10\%$ і достовірністю виведення 0,95, має бути не менше 5 [17, 22]. Отже, для визначення максимуму навантаження трансформаторів $S_{\text{макс}}/S_n$ дані вимірювання необхідно провести одночасно на 200 ... 250 ТП району електричних мереж в передбачуване час максимуму, яке до того ж може не збігтися для активної і реактивної навантаження. Виконати такий обсяг робіт силами експлуатаційного персоналу неможливо, тому за достовірні вихідні дані в розрахунку втрат могли бути прийняті тільки кількості активної

енергії, відпущеної з шин центрів використання Київобленерго, і обсяги відпуску електроенергії абонентам. Про якість розрахунків при цьому говорити не доводиться. Сьогодні підключення до збірних шин 0,4 кВ ТП лічильників з вбудованими модемами (наприклад, СЕТАМ 005-02, технічні дані наведені в табл. 1.4), автоматично знімають графік електроспоживання з фіксацією 30-хвилинних максимумів, дозволить скласти об'єктивний енергобаланс вузлів навантаження, а оскільки споживачі сільських розподільних мереж 0,4 кВ в основному приєднані до однієї ТП небаланс електроенергії в них можна буде розділити на технічну і комерційну складові.

Відзначимо, що функція "розрахунок втрат" безпосередньо лічильником електричної енергії вже присутній в деяких приладах обліку, випускаються зарубіжними фірмами (наприклад, в лічильнику QUANTUM фірми "Schlumberger", в лічильнику "Альфа плюс" типу AIRLCO * фірми "ABB"), але оскільки нормативна документація для застосування алгоритмів обліку втрат, сертифікована органами Держстандарту України не розроблена, використання подібних приладів, з урахуванням їх високої вартості, на сьогоднішній день буде економічно неефективно. Використовуючи дану 24 елементну базу, розрахунок втрат в будь-який з гілок зводиться до простого підсумовування втрат вузлів навантаження (ТП) для кожного з розрахункових режимів. В якості основного положення залишається адитивність – сумарність втрат (як фізичної величини) [25].

На підставі отриманої інформації розраховуються показники для визначення втрат: середньозважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{\text{час}}$ використання максимуму навантаження T_{max} і час втрат $\tau = f(T_{\text{max}}, \cos \varphi)$, причому з урахуванням сезонних коливань, нерівномірності навантаження по фазах, відхилень напруги і змін РП [27]. Економічні показники електропостачальної організації безпосередньо пов'язані з КРП, так як транзитний перетікання РП підвищує технологічна витрата електроенергії. В середньому на передачу 100 квар РП витрачається 8 кВт активної і погіршує її якість, а відсутність в даний час «Правил застосування знижок і надбавок до тарифів на

електроенергію за споживання і генерацію реактивної енергії позбавляє матеріального стимулу КРП виробничими споживачами, що збільшили викид РП в мережу. Перетікання РП навантаження призведе до додаткових втрат потужності в трансформаторах розподільчої мережі. Відомо, що ефективність КРП можна оцінити за допомогою економічного еквівалента РП $k_{ек}$ [5].

За відсутності даних про величину витрат на покриття втрат в регіональних АТ-енерго неможливо уточнити значення $k_{ек}$ стосовно до сьогоденних реалій, тому для аналізу втрат активної енергії при передачі РП через трансформатор, скористаємося раніше відомими значеннями $k_{ек}$ (0,05, 0,08 і 0,12 кВт / квар) при підключенні пристрою КРП відповідно через одну, дві і три ступені трансформації) [5]. Проведемо оцінку втрат на передачу РП для розподільчих мереж 0,4 кВ району електричних мереж з великою часткою мереж сільськогосподарського призначення (в даному випадку маслозавод).

Приймемо наступні параметри встановленого на ТП 6 (10) / 0,4 кВ сільськогосподарського призначення середньостатистичного двообмоткового трансформатора: $S_C(10 / 0,4 \text{ кВ}) = 160 \text{ кВА}$, $\Delta P_{xx} = 0,56 \text{ кВт}$, $I_{xx} = 2,4\%$, $\Delta P_{кз} = 2,65 \text{ кВт}$, $U_{кз} = 4,5\%$, середня економічна завантаження трансформатора ($S_{макс}/S_H$) $= 1.2$, для сільських мереж: $T_{макс} = 3000 \text{ год}$, $\cos \varphi = 0,8$, $\tau = 2000 \text{ год}$. Постійні $\Delta P'_{xx}$ і змінні $\Delta P'_{кз}$ (втрати в трансформаторі з урахуванням передачі РП) [28]:

$$\Delta P'_{xx} = k_{ек} \cdot \Delta Q_{xx} + \Delta P_{xx} = k_{ек} \cdot I_{xx} \cdot S_C + \Delta P_{xx} , \quad (1.12)$$

$$\Delta P'_{кз} = k_{ек} \cdot \Delta Q_{кз} + \Delta P_{кз} = k_{ек} \cdot U_{кз} (S_{макс}/S_H) \cdot S_C + \Delta P_{кз} . \quad (1.13)$$

Річні втрати активної енергії в трансформаторі - ΔW_A при наявності КРП ($k_{ек} = 0$):

$$\Delta W_A = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{кз} \cdot (S_{макс}/S_H) \cdot \tau , \quad (1.14)$$

а його втрати, за той же період, на передачу РП - W_Q У разі відсутності КРП:

$$\Delta W_Q = (\Delta P'_{XX} - \Delta P_{XX}) \cdot (\Delta P'_{K3} - \Delta P_{K3}) \cdot (S_{max}/S_H) \cdot \tau. \quad (1.15)$$

Результати зведені в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 - Результат втрат електроенергії в трансформаторі

Значення кВт / квар	Постійні і змінні втрати в трансформаторі з урахуванням передачі РП.		Річні втрати електроенергії в трансформаторі на передачу РП.	
	$\Delta P'_{XX}$, кВт	$\Delta P'_{K3}$, кВт	ΔW_Q , кВт·год	$(\Delta W_Q / \Delta W_A), \%$
0,05	0,752	3,08	2714	24
0,08	0,867	3,34	4345	39
0,12	1,021	3,687	6527	58

Фактичні втрати в трансформаторах всіх рівнів напруги склали 48,3% від загальних втрат на передачу електроенергії (9,92% обсягу відпуску). Таким чином, відносні втрати електроенергії в трансформаторах всіх рівнів напруги - 4,8%. З усієї трансформаторної потужності району 49,6% припадає на потужність трансформаторів 6 (10) / 0,4 кВ, а 89,5% і 73,3% відповідно на кількість і потужність трансформаторів ТП сільськогосподарського призначення враховуючи, що ~ 50% районних ТП 220-35 / 6 (10) кВ мають не менше двох трансформаторів, 5 0,2% - подвійне живлення, 12 .. Л 3% - телеконтроль і телеуправління, в той час як з 1448 сільських ТП 6 (10) 70,4 кВ тільки 1,6% двохтрансформаторні, їх знос обладнання набагато вище, а 2912% з них знаходяться в експлуатації понад встановлений нормативний терміну, можна вважати рівень відносних втрат для трансформаторів даної групи вище середнього (4,8%) значення.

Беручи також до уваги, що втрати в трансформаторах, в порівнянні з паспортними даними рекомендованого 4,5% нормативу відносних втрат електроенергії для трансформаторів сільських мереж 6 (10) / 0,4 кВ і проведеного

розрахунку (табл. 1.5), можна дійти висновку, що передача по мережі РП збільшився тільки даний норматив на 1 ... 2,5% (табл. 1.5), а його підсумковий зростання досягне 2 ... 4,5%, враховуючи втрати в лініях сільськогосподарського 30 призначення, протяжність яких становить 95% загальної довжини ліній 6 (10) кВ. Структура споживання електроенергії окремими групами абонентів (відповідно до встановлених для них тарифами) і обсяги її відпустки на різних рівнях напруги наведена в таблиці 1.7.

Вважаючи технічні втрати пропорційні споживання електроенергії і знаючи її річну відпустку на напрузі 0,4 кВ, збільшення втрат від передачі РП навантаження в розподільних мережах 6 (10) кВ складе 4,2 ... 1,9 млн. кВт-год або з урахуванням середньорічного відпускового тарифу - 3,9 ... 1,7 млн. грн., Що еквівалентно вартості 12,5 ... 5,4 тис. квар регульованих або 17,2 ... 7,5 тис. Квар нерегульованих батарей конденсаторів 0,4 кВ [28, 29]. Причому, оскільки відпустку електроенергії на напрузі 0,4 кВ сільськогосподарським споживачам склав 83% від загального обсягу, а кількість ТП 70,4 кВ і протяжність ЛЕП 6 (10) - 0,4кВ сільськогосподарського призначення відповідно 89% і 91% від сумарного, питання КРП найбільш актуальний саме для цих розподільних мереж.

В середньому, річний обсяг передачі реактивної енергії в розподільні мережі 6 (10) кВ тільки виробничими сільськогосподарськими споживачами можна прийняти рівним $\sim 13\,000$ тис. квар·год, з рахуванням рекомендованого [7] коефіцієнта 0,6 для оцінювання споживання РП (від сумарної активної) для даної групи абонентів. Протяжність розподільчих мереж сільськогосподарського призначення в розрахунку на одну живильну ТП 110-35 / 6 (10) кВ - 127 км. З огляду на сумарну довжину розподільних мереж і кількість ТП 10 (6) / 0,4 кВ, загальна ціна питання КРП представляється досить високою. «Вказівки» [7] рекомендують до 80% сумарної РП компенсувати безпосередньо у споживачів, виходячи з того, що потужність пристроїв КРП повинна була обиратися за умови забезпечення споживачами зі $\cos \varphi = 0,95$ в години максимального реактивного навантаження. Однак, з огляду на невелику приєднану потужність окремих сільськогосподарських потреб (менше 750 кВА) близьке до рекомендованого

середньозваженому $\cos \varphi$ [7], було обов'язковим для споживачів, на сьогоднішній день ці умови важко виконувати.

В цілому правильне визначення величини втрат і їх аналіз з метою вибору оптимального варіанту КРП розподільних мереж 6 (10) / 0,4 кВ пов'язані з наявністю об'єктивних даних про роботу елементів мережі, в першу чергу, про використання трансформаторної потужності, отримати які можна за допомогою сучасної техніки вимірів і впровадження систем мережевої телеметрії.

Висновки до першого розділу

1. На сучасному етапі розвитку вітчизняної електроенергетики необхідний перехід до енергозберігаючих технологій і різних способів зниження втрат електроенергії, що скорочують потребу в нових генеруючих потужностях. Одним з основних напрямків зменшення втрат електроенергії та підвищення ефективності роботи електроустановок є КРП, особливо з урахуванням випереджаючого в даний час приросту споживання РП по відношенню до активної.

2. Як на стадії проектування, так і при експлуатації систем електропостачання, правильний вибір компенсуючих пристроїв дозволить:

- розвантажити розподільні лінії і трансформатори;
- зменшити втрати електроенергії і падіння напруги від перетікання РП, що особливо важливо для протяжних сільських мереж;
- знизити вплив імпульсних мережевих перешкод і вищих гармонік, в результаті підвищивши якість електроенергії. Тому найбільш раціонально компенсувати РП безпосередньо за місцем її споживання.

3. Відсутність нормативних документів, що регулюють взаємовідносини енергопостачальних організацій та споживачів в області КРП, перешкоджає проведення політики енергозбереження.

4. Невеликі приєднані потужності споживачів сільськогосподарського призначення і відсутність великих СД, роблять для них КУ практично єдиним технічним засобом КРП.

5. Вибір технологічних параметрів КУ, що встановлюються в окремих вузлах навантаження мережі, що сприяє скороченню втрат електроенергії і підтримки її якості, пов'язаний з наявністю об'єктивної інформації про режим роботи пристроїв передачі електроенергії, в першу чергу – про використанні трансформаторної потужності. Отримати такі відомості можна тільки за допомогою сучасної вимірювальної техніки та впровадження систем телеметрії.

2. КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПРОМИСЛОВОМУ ПІДПРИЄМСТВІ

Проводимо аналіз доцільності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на маслозаводі та промислових підприємств взагалі.

2.1 Конденсатори

У силовому конденсаторобудуванні досягнення високих питомих показників завжди було наслідком появи нових діелектричних матеріалів і технологій просочення активної частини конденсаторів. Основні розрахункові співвідношення при виборі конструкції конденсатора можна уявити наступним чином [40]:

$$V = \frac{36\pi U^2 C \cdot 10^5}{\varepsilon E^2}, \quad (2.1)$$

$$\Delta P = Q \operatorname{tg} \varphi = U^2 2\pi f C \cdot 10^{-3} \operatorname{tg} \delta, \quad (2.2)$$

де C - ємність конденсатора, мкФ;

V - обсяг активних матеріалів конденсатора, см³;

E - напруженість електричного поля, кВ / см;

U - робоча напруга кВ; ε - діелектрична проникність;

ΔP - втрати в конденсаторі активної потужності, кВт;

f - частота мережі, Гц;

$\operatorname{tg} \delta$ - тангенс кута втрат.

Зі співвідношень (2.1) і (2.2) отримаємо залежність значення ΔP від діелектричних характеристик матеріалу конденсатора ε , $\operatorname{tg} \delta$ і його допустимої E , яка визначається величиною пробивної напруги [40]:

$$\Delta P = \frac{V \varepsilon E^2 \cdot f \operatorname{tg} \delta}{18 \cdot 10^8}. \quad (2.3)$$

Таким чином, зменшити габарити косинусного конденсатора (КК) можна, застосовуючи діелектричні матеріали, що володіють необхідною електричною міцністю, а, отже, допускають високу напруженість.

Експлуатація установок КРП в автоматичному режимі підвищує вимоги до використовуваних в них КК. Незважаючи на часті перемикання і виникає при комутації стандартними контакторами 200 ... 300 кратне перевищення номінального струму [41], надійність їх роботи повинна бути високою.

Сучасні низьковольтні циліндричні КК фірм "EPCOS AG", "ELECTRONIGGN", "ZEZ SILKG", які використовуються в мережах з невеликим вмістом вищих гармонік, виготовляються по МКРg або МКР-технології (рисунок 2.3а). На ізолюваний металевий трубчастий стрижень 7 концентрично намотані три (по числу фаз конденсатора) електрично розділені секції (рисунок 2.1а), виконані з поліпропіленової плівки, металізованої з одного боку алюмінієво-цинковим шаром (Проводять обкладання), краї яких (електроди) металевим напиленням з'єднані за схемою трикутника і підключені до висновків 2. Конденсатор поміщений в циліндричний алюмінієвий корпус 5 і забезпечений сполученням з висновками 2 запобіжником, що розривають струмовий ланцюг в технологічно підготовленому місці надлому в разі деформації кришки 6 (Вигину на 15 ... 20 мм) або корпусу 5 від підвищення внутрішнього тиску.

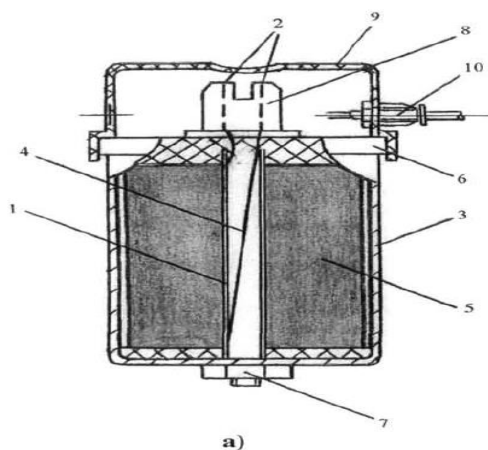


Рисунок. 2.1, Конструкція (а) і зовнішній вигляд без захисного ковпака (б)
циліндричного косинусного конденсатора серії МКР

Видалення вологи і заповнення активного об'єму корпусу 5 до встановлених в ньому секціями інертним газом (МКРg) або нетоксичним компаундом (МКР), які є частиною діелектричної системи КК, проводиться під вакуумом, після чого корпус 3 герметизується і закривається кришкою 6. Різьбовий (M12) стрижень 7 корпусу 3 служить для монтажу і заземлення КК, а підключення його висновків 2 до мережі здійснюється через роз'єм 8 контактних затискачів SIGUT, захищений пластиковим ковпаком 9 з ущільненням для введення кабелю 10.

Подібне виконання забезпечило цим КК наступні переваги:

1. "Суха" діелектрична система, яка дозволила відмовитися від просочення конденсаторним маслом або хлорованим дифенілом, і наявність запобіжника надлишкового тиску 4 (рисунок 2.1), що запобігає розрив корпусу, чого не можна досягти, використовуючи вбудовані плавкі запобіжники, зробили КК пожежо-вибухобезпечними. слід відмітити, що КК в сталевому прямокутному корпусі так само можуть оснащуватися вимикачем перевищення внутрішнього тиску, проте їх конструкція складніша, оскільки передбачає вимір безпосередньо величини тиску, а не деформації частини корпусу[11];

2. Металізований плівковий діелектрик має властивість "відновлення" (При порушенні діелектричної міцності конденсатора частина металу навколо місця пробією вигорає, що виключає коротке замикання між обкладинками) і малими діелектричними втратами (Табл. 2.1), а герметичне виконання забезпечує стабільність ємності протягом всього терміну експлуатації (понад 100 000 год) [12];

3. Циліндрична форма корпусу і невелика вага дали можливість для побудови установок компенсації по компактною: модульній схемою, за рахунок збільшення щільності розміщення КК, а немагнітний матеріал корпусу знизив втрати на нагрів в магнітному полі. Пробій і процес самовідновлення подібних КК супроводжується невеликим збільшенням струму, що протікає, недостатнього для перегорання запобіжником [11,12].

Таблиця 2.1 - Технічні дані деяких КК на напрузі 0,4 кВ:

Тип підприємство-виробник	Втрати, В/квар	Стандартне відхилення, %	Гранично допустимі перевищення		Діапазон робочих температур, °C	Ціна у.о./квар
			Струму	Напруга		
MDK400 "NOKIA"	0,5	±10	1,5	1,1	-40/+50	—
КПС-0,4-ЗУЗ ОАО "СКЗ "КВАР", ОАО "УККЗ"	0,5	±10	1,3	1,1	-45/+55	2,4**
CSADP 1-0,4 "ZEZ SILKO"	0,25	-5,+10	1,3	1,1	-45/+55	2,7
МКК 400-D "EPCOS AG"	<0,25	±5	1,5	1,1	-40/+50	3,8

Примітки: * без розрядних резисторів; ** для конденсаторів виробництва ТОВ "ПАВЕР КОНТРОЛ"

Одинична потужність циліндричних низьковольтних КК, як правило, не перевищує 50 квар 3, 4 поступаючись за цим показником КК у сталюму прямокутному корпусі 1, 2, оскільки зниження маси і габариту конденсатора при одночасному підвищенні електричного навантаження пов'язане з характером внутрішнього температурного поля і умовами теплопередачі корпусу (рисунки 2,2).

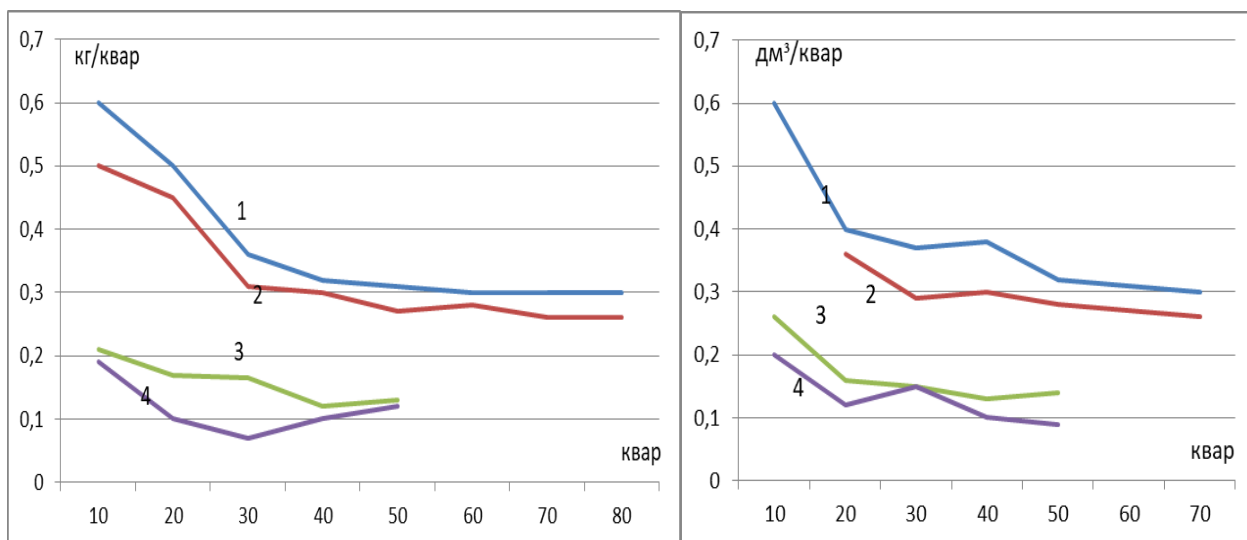


Рисунок 2.2 - Питомі масові (кг / квар) і об'ємні (дм³/квар) характеристики косинусного конденсаторів: MDK 400 (1), 1СПС-0,4-ЗУЗ (2), CSADP 1-0,4 (3)

Порівнюємо питомі характеристики 1...4 (рисунок 2.2) і деякі параметри (Табл. 2.1) КК в сталевому прямокутному корпусі: MDK-400 (діелектрик - пропіленова плівка, стандарти ІЕС 70-70А, BS 1650), випускалися в 80-х роках [44], КПС-0,4 * ("сухі", ТУ 647РК-00213457.027-01) та в алюмінієвим циліндричному корпусі: CSADP 1-0,4 ** і МКК 400-D *** (тип діелектрика МКК, стандарти ШС 831-1,2. 1996).

Як видно з рисунка 2.2, за питомими характеристиками 3,4 циліндричні КК в 2 ... 2,5 рази перевершують конденсатор КПС - 2, аналогічні характеристики якого ближче до випускався раніше ІСК - 7, ніж до циліндричних. Тому, навіть з огляду на, що циліндричні КК, виконані по МКР-технології, більш дорогі (табл. 2.1), оскільки вимагають для виготовлення спеціального устаткування і матеріалів, а вартість КК становить близько 30% від ціни регульованою КУ компенсації, їх переваги робить на сьогоднішній день використання в даних установках КК подібного типу найбільш ефективним [42, 45].

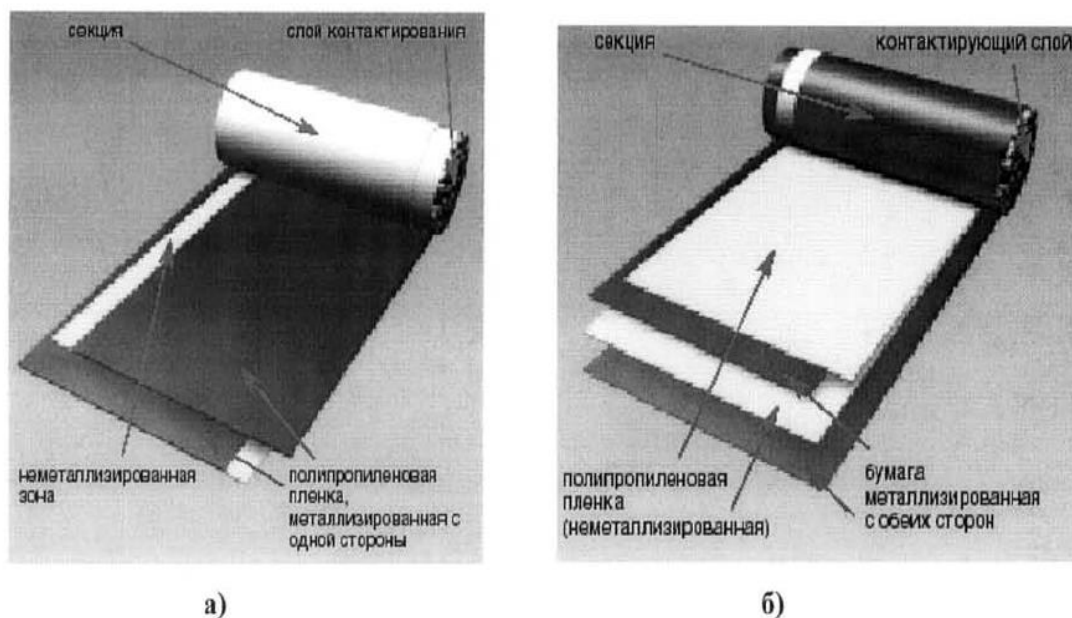


Рисунок 2.3 - Побудова діелектричної системи секцій циліндричних КК виконаних по МКР (а) і МКВ (б) технології

Зростання потужності нелінійних навантажень низьковольтних мереж та викликається ними погіршення показників якості електроенергії, збільшує потребу в установці фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКУ) – комбінації резонансних конденсаторної-реакторних ланок, налаштованих на частоти гармонік. Мінімальна вартість, простота і надійність схеми забезпечила широке застосування ФКУ ступеневої типу. У той же час, підвищені амплітуди напруг високочастотних гармонік і пов'язані з ними електродинамічні і теплові навантаження, створюють перешкоди для застосування в ФКУ косинусного конденсаторів, найбільш поширеною групи силових конденсаторів, спочатку призначених для корекції коефіцієнта потужності (PFC). Сучасні низьковольтні КК (невеликі при з'єднанні потужності споживачів сільськогосподарського призначення та відсутність великих СД, роблять для них КУ практично єдиним технічним засобом КРМ.) виготовляються з різних базовим технологічним виконанням робочої частини, яка надає безпосередній вплив на можливість їх використання в якості реактивного елемента ФКУ, яка визначається адекватністю режиму фільтрації технічних параметрів конденсатора (таблиця додатка 2).

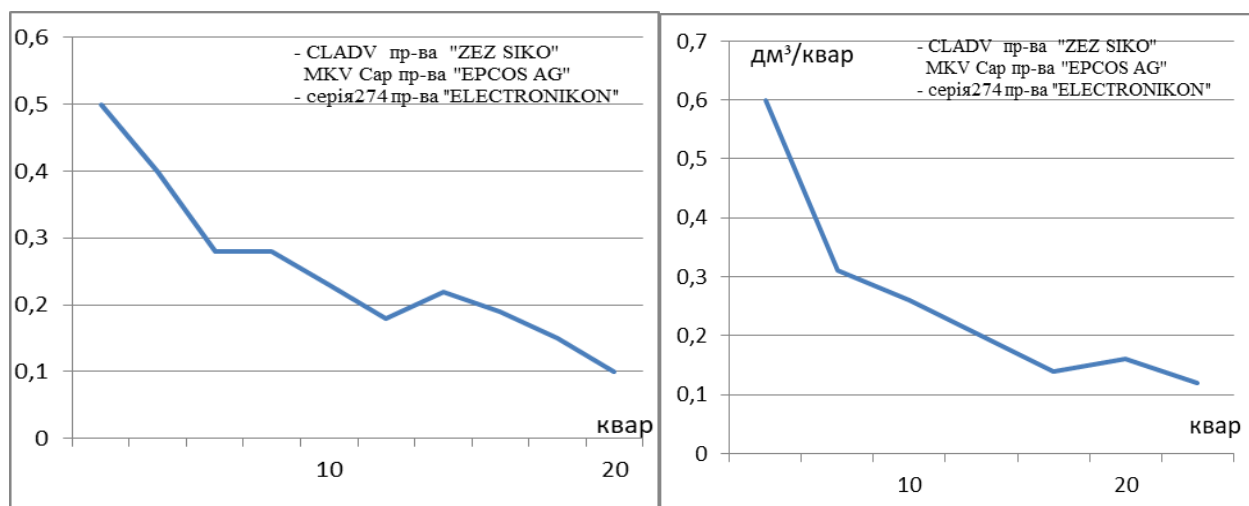
Відомо, що розглянуті раніше КК, виконані по МКР- технології (рисунок 2.3а): односторонньо металізованої алюмінієво цинковим сплавом полімерної плівки, яка виконує функцію діелектричної обкладання активної частини конденсатора, з заповненням обсягу корпусу інертним газом нетоксичним компаундом [42], погано адаптовані до високочастотним гармонійним складовим спектра напруги.

Характерним пошкодженням даних КК, при тривалому перевищенні 5% -го рівня спотворення синусоїдальної напруги [15], є деформація краю металізованої плівки в місці напилення кромки контактного шару проводить обкладання секцій. Через поверхневих зламів плівки зменшиться товщина і діелектрична міцність периферійної частини обмоток, а, внаслідок крайового ефекту (pinch effect), концентрація зарядів на торцях проводить обкладання збільшиться. Теплові та електродинамічні перевантаження, зумовлені впливом високочастотних гармонік протікає струму, приведуть до численних електричних пробіїв діелектрика і швидкого виходу з ладу КК. Використовувані для КРМ конденсатори типу "Square Cap" виготовляються на основі двох смуг поліпропіленової плівки, на одну зі сторін яких нанесений тонкий шар сплаву срібла, цинку і алюмінію з поліурету новим наповненням корпусу [15]. У місці з'єднання з електродом контактний край напилення плівки посилений. Включені «трикутником» однофазні циліндричні КК поміщені в сталевий прямокутний корпус і для стабілізації комутаційних кидків струму підключені до вивідних клем мам через утворені декількома послідовними витками дроту індукційні котушки. Як видно з таблиці (додаток 2), параметри даних КК, що характеризують перехідний режим, ідентичні конденсаторів типу МКР, тому вони також не можуть бути використані в схемах ФКУ.

Більш пристосовані до гармонійних спотворень напруги живлення КК, що використовують МКV-технологію конструктивного побудови [13]. Двостороннє металізована конденсаторний папір з цинковим контактним шаром на краях секцій, ізолювана пропіленової плівкою і просочена, після вакуумної сушки, мінеральним маслом (рисунок 2.3б), підвищує імпульсну міцність діелектричної

системи, так як низькі власні втрати і хороша теплопровідність дозволяє збільшити її допустимий нагрів (додаток 2). Конденсаторний папір полегшує просочення діелектричної системи і покращує здатність КК до самовідновлення. На торцеві сторони секцій напильється цинковий шар, що створює стабільний низькоіндуктивний контакт між електродами і висновками секцій, що забезпечує цим конденсаторів притаманну технології МР (метал - папір) імпульсну міцність і високу струмовий навантаження. Конструктивна побудова КК аналогічно представленому на рисунку 2.1а. Питомі характеристики МКВ-конденсаторів різних фірм-виробників наведені на рисунку 2.4. Багато в чому ідентичні технічні характеристики і електродинамічні властивості (додаток 2) мають «сухі» метало плівкові КК на основі МКК-технології концерну "EPGOS AG" (рисунок 2.5). розширення площі контактної зони за рахунок поєднання рівного і «хвильового» зрізу (wavy cut) кромки плівки діелектрика [15] і спеціального потовщення цинкового напильня торцевих сторін проводять обкладок, покладених з невеликим зсувом щодо поверхні плівки, забезпечує проходження через КК, без пошкодження обмоток, комутаційних імпульсів до 200 ... 300 разів переважаючих номінальний струм $I_{\text{НОМ}}$. Конденсатора [15].

З графіків рисунка 2.5, видно, що дані КК мають кращі питомі характеристики і більший номінальний діапазон потужності, ніж конденсатори типу МКВ (рисунок 2.4).



а)

б)

Рисунок 2.4 - Питомі масові (а) і об'ємні (б) характеристики різних типів МКВ-конденсаторів

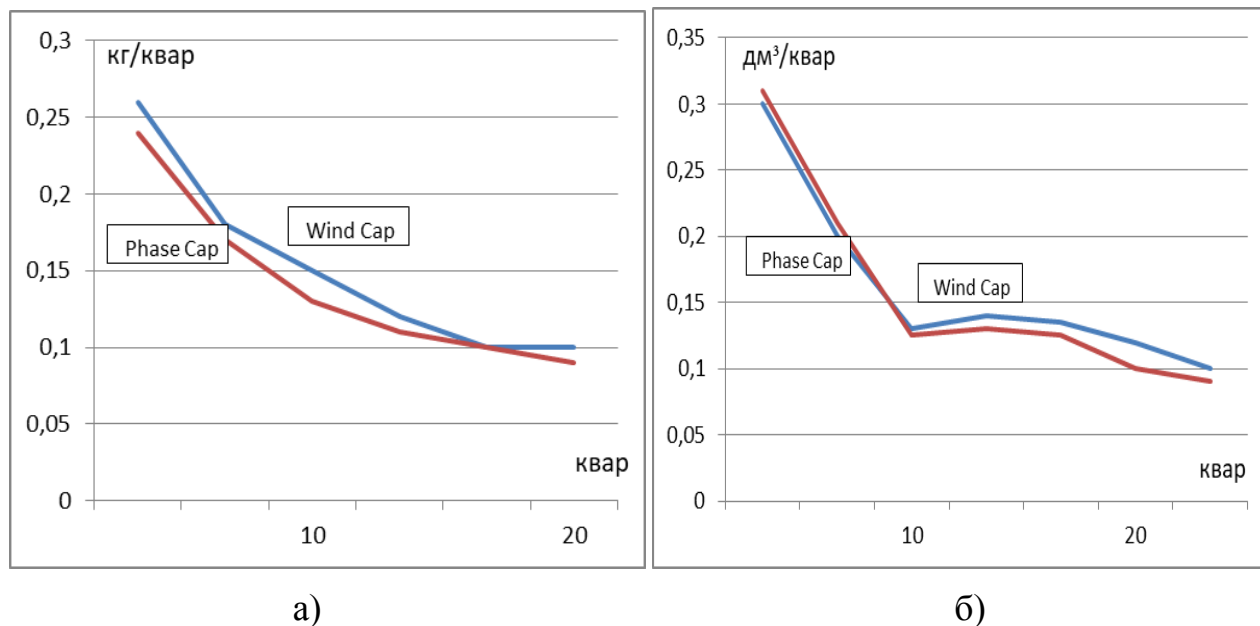


Рисунок 2.5 - Питомі масові (а) і об'ємні (б) характеристики різних типів КК на основі МКК-технології концерну "EPCOS AG"

Зазначені особливості конструктивного побудови, а також здатність до «самовідновлення» - запобігання замикання проводять обкладок в разі пробую [42, 43], притаманна всім розглянутим типам КК, дозволяє використовувати МКК-конденсатори в схемах ФКУ силових промислових перетворювачів. Наприклад, КК серії "Phase Cap HD" встановлено в багатоланкових вхідних фільтрах високочастотних складову щих, розрахованих на придушення 5, 7 і 11 гармонік, джерел безперервного електропостачання (UPS) серії S, потужністю до 300 кВА, що випускаються серійно компанією "Masterguard GmbH". Крім того, в згладжуючому фільтрі на виході блоку перетворювача частоти (IGBT інвертора) також встановлені конденсатори "Phase Cap", незважаючи на наявність у схемі імпульсів напруги широтно-імпульсної модуляції (PWM) з великою крутизною (похідною за часом), що є вкрай несприятливим фактором режиму роботи КК.

Таким чином, висока експлуатаційна надійність МКК- конденсаторів, допускає їх ефективне використання в низьковольтних ланцюгах ФКУ і багатофазних схемах перетворення, істотно розширивши функціональні можливості застосування КК, що, в свою чергу, сприяє вирішенню питань електромагнітної сумісності нелінійних навантажень споживачів з мережею живлення.

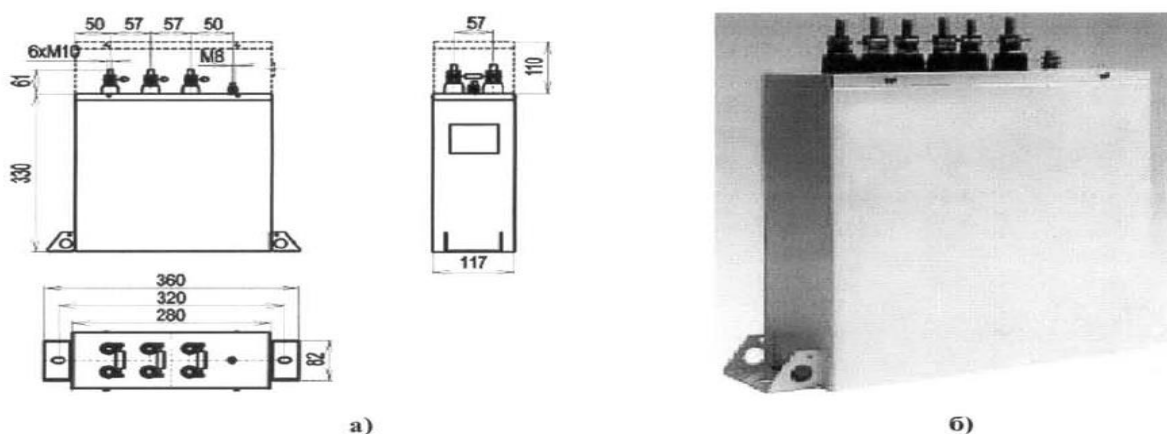


Рисунок 2.6, Габаритні розміри (а) і зовнішній вигляд (б) компенсаційного перемикається конденсатора типу CZAKP6-0,44 (сталевий прямокутний корпус, МКР-технологія виробництва фірми ZEZ SILKO

Для пристроїв КРП спеціального призначення, в яких потрібно забезпечити швидке переключення (від 50 мс) ТВ (глава 2.2, розділ 2) трьох однофазних елементів конденсатора за схемами «зірка» та «трикутник» виготовляються перемикаючі КК (наприклад, CZAKP6-0,44 потужністю 10 ... 40 квар) з шістьма силовими висновками (рисунок 2.6 а, 2.6 б).

Випуск КК на напругу до 1 кВ становить приблизно 70 ... 75% загального виробництва даних конденсаторів. Інша частина доводиться на конденсатори з номінальною напругою 3 ... 20 кВ, що встановлюються в розподільних мережах середньої напруги, в тому числі сільськогосподарського призначення. Електроди сучасних КК цього ряду напруг виготовляються з алюмінієвої фольги, діелектрик – поліпропіленова плівка, просочена синтетичною нетоксичною рідиною або

мінеральним маслом. Конденсатори можуть мати вбудовані розрядні резистори і запобіжники[46].

2.2. Обмеження комутаційних струмів конденсаторних батарей

В процесі експлуатації КБ ступені регулювання автоматичних установок КРП схильні до частих перемикань. Комутаційні імпульси (кидки пускового струму), до 200 ... 300 разів перевищують номінальний струм батареї $I_{н.КБ}$, надають багаторазові електродинамічні впливи на конденсатори, що скорочують термін служби цього основного і найбільш дорогого елементу обладнання установок КРП. Крім того, прискорюється спрацювання контактів апаратів комутації КБ, а в мережі, що компенсується можуть з'явитися імпульси I і провали 2 , напруги (рисунок 2.7). На рисунок 2.8 приведена загальна схема комутації ступенів КБ установок КРП.

Управління кожної з n -секцій КБ $C_1 \dots C_n$ по черзі проводиться відповідним контактором $K_1 \dots K_n$ (рисунок 2.8).

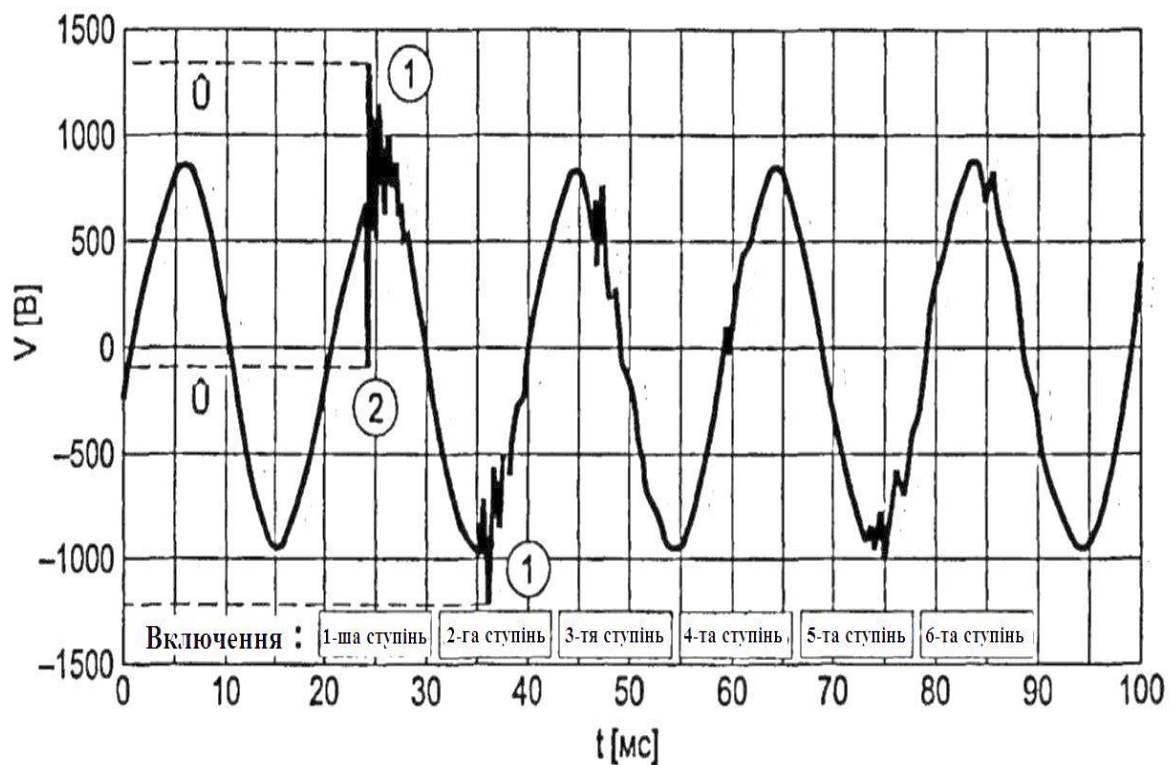


Рисунок 2.7, Осцилограма напруги однієї з фаз мережі, що компенсується при почерговій комутації ступенів КБ звичайними електромеханічними контакторами

З курсу теоретичних основ електротехніки [46, 47] відомо, що при визначенні початкової величини параметрів перехідного процесу допустимо знехтувати активним опором. Тоді, враховуючи тільки характеристичний опір Z_c , тобто еквівалентні індуктивність L_c і ємність C_c ланцюга комутації (рисунок 2.5), максимальне амплітудне або діюче значення пускового струму I_{KB} в трифазній мережі промислової частоти, відповідне початковому моменту ($t=0 \dots 0,005$ с) включення повністю розрядженою КБ на найбільшу фазну напругу мережі U_c можна уявити як [41]:

$$I_{KB} = \frac{U_c}{Z_c} = \frac{U_c}{\sqrt{L/C}} = U_c \sqrt{\frac{C}{L}}, \quad (2.4)$$

Велика ємність і незначна власна індуктивність КБ створює низький вхідний опір і високу частоту коливань LC-контур ланцюга комутації, накладення яких на U_c (2.4), викликає 1,7...1,8-кратне перевищення його номінального амплітудного значення [48].

Відповідно до законів комутації [46, 47], напруга на конденсаторах батареї не може миттєво змінитися від нуля до U_c . Початковий момент їх включення подібний симетричному короткому замиканню в місці приєднання КБ потужністю Q_{KB} до мережі. Виразимо I_{KB} (2.4) через струм $I_{к.з.}$ і потужність $W_{к.з.}$ короткого замикання [41]:

$$I_{KB} = U_c \sqrt{\frac{C}{L}} = I_{н.КБ} \sqrt{\frac{W_{к.з.}}{Q_{KB}}} = \sqrt{I_{н.КБ} \cdot I_{к.з.}}, \quad (2.5)$$

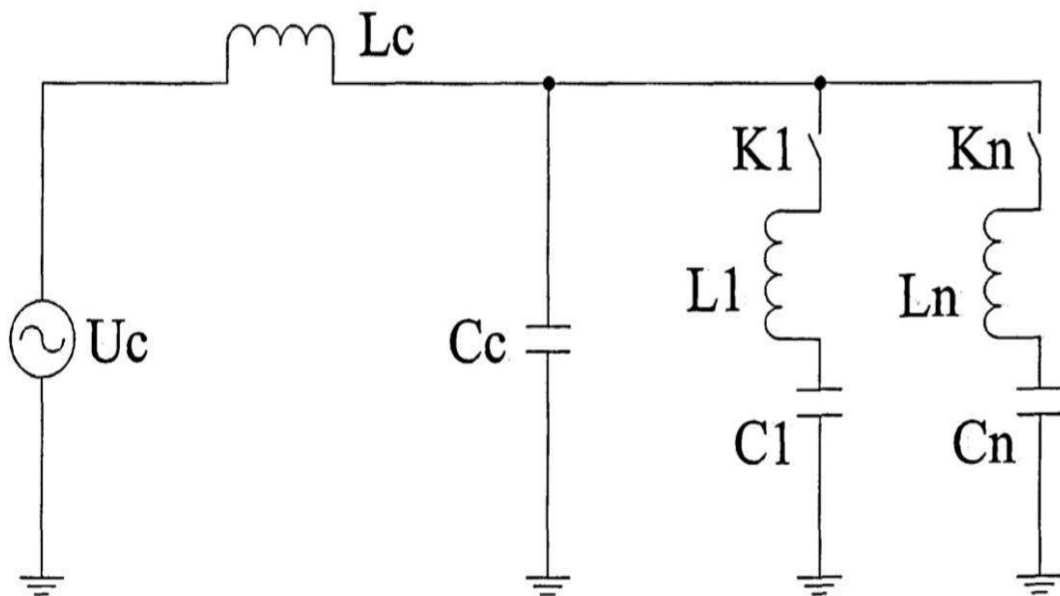


Рисунок 2.8 , Схема комутації ступенів установки КРП

У ряді публікацій [48, 49] наводиться визначення I_{KB} класичним способом вирішення операторним методом системи лінійних диференціальних рівнянь з

постійними для конкретної схеми комутації коефіцієнтами. В результаті, для початкової величини I_{KB} , авторами отримано такий вираз:

$$I_{KB} = I_{H.KB} \left(1 + \sqrt{\frac{W_{K.3.}}{Q_{KB}}} \right) = I_{H.KB} + \sqrt{I_{H.KB} \cdot I_{K.3.}}, \quad (2.6)$$

близьке до (2.5), враховуючи, що при відсутності в ланцюзі комутації струмообмежувальних опорів, $I_{K.3.} > I_{H.KB}$.

Подібні розрахунки, навіть для схем простої конфігурації, трудомісткі і вимагають використання обчислювальної техніки [17]. Тому всі аналітичні вираження I_{KB} в тому числі і (2.4)...(2.6), отримані за рахунок деяких припущень, що спрощують отримання числових значень виразів, з прийнятними для практичних розрахунків похибками.

Найбільш поширений випадок комутації KB – одночасне паралельне підключення ступені регулювання ПКРП до мережі і загальним шинам раніше включених KB установок. Ступінь впливу кожного з цих факторів на I_{KB} залежить від співвідношення в схемі комутації величини Z_c , ємності попередньо заряджених KB - C_{KB} і індуктивності ділянок ошиновки між KB - L_{III} . Якщо Q_{KB} ступенів ПКРП однакова, еквівалентна ємність (1) схеми комутації збільшиться пропорційно числу N включених батарей, а індуктивність (2.4) зменшиться в результаті паралельного складання L_c і L_{III} . Згідно (2.4), для даного випадку комутації KB пусковий струм I'_{KB} можна записати у вигляді:

$$I'_{KB} = U_c \sqrt{\frac{(C_c + NC_{KB}) \cdot (L_c + L_{III})}{L_c \cdot L_{III}}}. \quad (2.7)$$

Як правило, струмообмежувальні елементи ($L_{1...N}=0$, рисунок 2.8) в ПКРП, (за винятком дроселів (фільтрокомпенсаційних установок), відсутні $L_{III} \ll L_c$, в результаті, I'_{KB} (2.7) в кілька разів перевищить I_{KB} тих, що безпосередньо

підключаються до мережі [11,18], і саме на значення $I'_{\text{КБ}}$ повинні розраховуватися захисні і комутаційні апарати ступенів КБ.

Багато в чому аналогічні процеси відбуваються при відключенні КБ, так як на розряд конденсаторів потрібно набагато більше часу [10, 18], ніж для переміщення електромеханічного контактора в фіксоване початкове становище [41]. Напруга на з'єднаних з КБ затискачах контактора протягом усього часу відключення можна вважати постійним, а на затискачах, підключених до мережі, змінюваними синусоїдально. Отже, в один з моментів півперіоду ($t = 0.01$ с), сумарна напруга заряду КБ – $U_{\text{З}}$ та $U_{\text{С}}$ між контактами досягне подвоєного амплітудного значення, що при малому повітряному проміжку призведе до його пробоя, короткочасному повторному включенню КБ на мережу з викидом $I_{\text{КБ}}$, який розраховується відповідно до (2.4), але з урахуванням величини і знака заряду батареї:

$$I_{\text{КБ}} = \frac{U_{\text{С}} \pm U_{\text{З}}}{Z_{\text{С}}} . \quad (2.8)$$

З'єднання контакторів ступенів з КБ рекомендується виконувати здвоєними провідниками або намотуванням ряду послідовних витків по довжині дроту [50, 51]. Це збільшує еквівалентну індуктивність L , (2.4) ланцюга комутації. Крім цього, в сучасних установках КРП застосовують і інші пристрої і способи згладжування компенсаційних кидків струму КБ [51], основні з яких розглянемо більш докладно.

2.1.1. Спеціальні електромагнітні контактори

Відмінність комутації КБ від інших видів електрообладнання, робить неефективним застосування для цього контакторів або магнітних пускачів звичайних типів через їх недостатню швидкодію, необхідності забезпечення не менше ніж 50% запасу по $I'_{\text{КБ}}$ і великих кидків пускових струмів

(I_{KB} , I'_{KB}), які потрібно обмежувати до допустимої величини $I_{д.КБ}$, яка визначається наступними умовами:

1. Дотриманням технологічного стандарту динамічної стійкості для застосовуваного типу конденсатора.
2. Можливістю селективної відбудови захисту: ПКРП і окремих ступенів регулювання, не перевищуючи при цьому для плавких вставок діючого значення $I_{д.КБ} = (1,6 \dots 1,8) \cdot I_{н.КБ}$ [30].
3. Відповідністю номінального струму апарата комутації потужності КБ і умові гасіння дуги ємнісного навантаження.

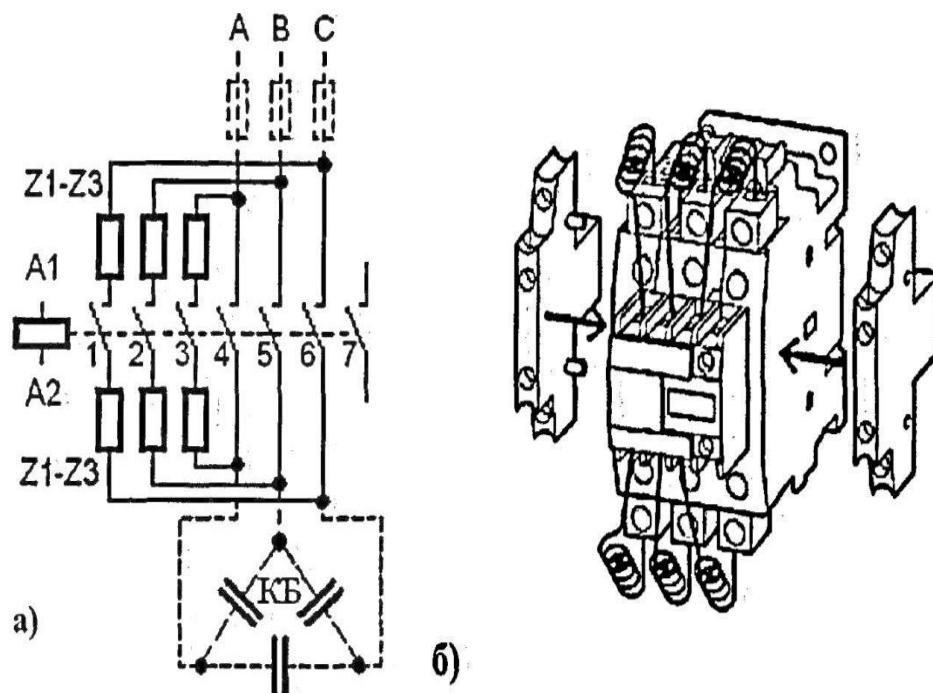


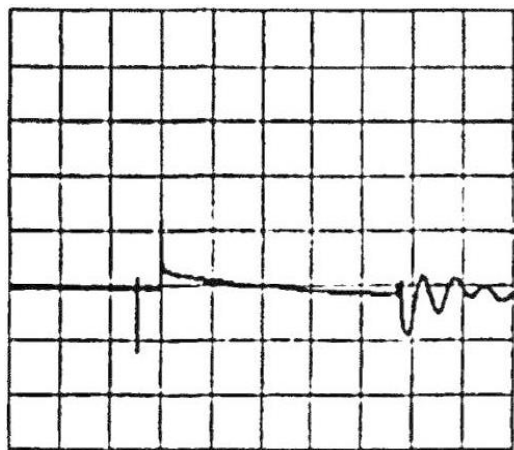
Рисунок 2.9 - Принципова схема (а) і конструкційну виконання (б) конденсаторного контактора типу DIL2MK10 фірми "MOELLER"

Вісь ординат: струм, 250 А / поділکا

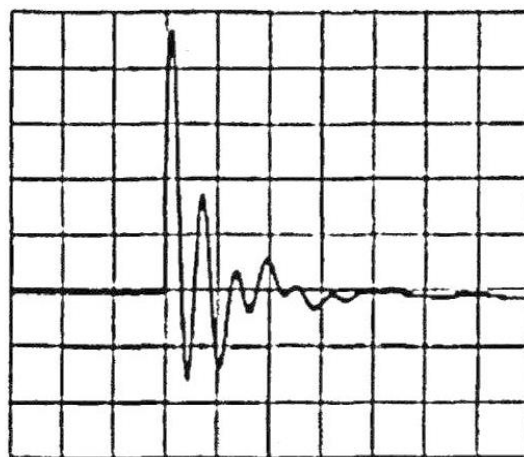
Вісь абсцис: час, 0,5 мс / поділکا

Вісь ординат: струм, 250 А / поділکا

Вісь абсцис: час, 0,5 мс / поділка



а)



б)

Рисунок 2.10 - Осцилограми пускового струму КБ при включенні:

а) конденсаторним контактором; б) звичайним електромеханічним контактором

Повною мірою цим вимогам відповідають спеціально розроблені електромеханічні контактори для комутації КБ (рисунок 2.9), часто звані «конденсаторними контакторами» [10, 12]. На відміну від звичайних модифікацій, вони забезпечені встановленими паралельно основним 4, 5, 6, допоміжними контактами 1, 2, 3 з двостороннім послідовним включенням знімних струмообмежувальних резисторів $Z1...Z3$ – декількох витків дроту високого питомого опору, або, як у контакторів BF...4A фірми "LOVATO Electric", комплекту резисторів 11FK1 номіналами 1 Ом і 10 Вт. Якір електромагніту A1-A2 одночасно пускає в хід обидві групи контактів, але через різницю розчинів між їх рухливими і нерухомими частинами, допоміжні контакти замикаються на кілька мілісекунд раніше основних (рисунок 2.10а), пропускають пусковий струм через $Z1...Z3$ і, попередньо підзарядити КБ, обмежують I_{KB} або I'_{KB} до рівня $I_{д.КБ}$, перед спрацьовуванням основних контактів, після включення яких, допоміжні контакти відключаються.

Комбінація великого опору допоміжних контактів в момент комутації КБ і малого падіння напруги на основних контактах в робочому режимі дозволяє приблизно в 2 ... 3 рази згладити кидки пускового струму від $I'_{KB} > 200 \cdot I_{KB}$ до

$I'_{KB} < 70 \cdot I_{KB}$ [11, 10], що забезпечить їх високу зносостійкість і тривалість терміну експлуатації.

Відключення КБ проводиться в зворотній послідовності – першими розмикаються основні контакти, після того як механізмом зчеплення власників контактних груп будуть замкнуті допоміжні контакти [12]. В цьому випадку опору $Z1...Z3$ повинні забезпечити умови, виключаючи пробою повітряного проміжку і перевищення номінального струму (табл. 2.2) допоміжних контактів. Спільно з власними струмообмежуючими елементами – антирезонансними дроселями, конденсаторні контактори застосовують і в фільтрокомпенсуючих установках [10].

На малюнку 2.11 показана послідовність обмеження пускового струму КБ ($Q_{KB}=50$ квар, $I_{н.КБ}=72A$) від $I_{KB} > 4000$ А (включення контактором без допоміжних контактів, рисунок 2.9а), $I_{KB} \approx 500$ А (включення спільно з антирезонансним дроселем, рисунок 2.11б) і далі до $I_{KB} \approx 200A$ (включення конденсаторним контактором блоку «Дросель-КБ», рисунок 2.11в). Наявність індуктивності дроселя в L (2.7) ланцюгу комутації (рисунок 2.11б, 2.11 в), знизить спотворення синусоїдальності кривої I_{KB} (рисунок 2.10б, 2.11а).

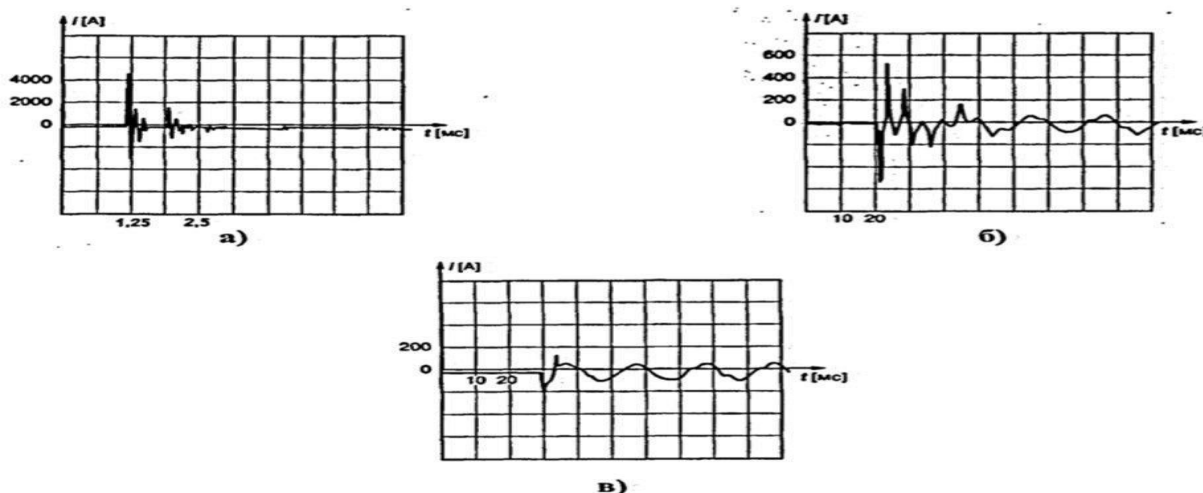


Рисунок 2.11 - Осцилограми пускового струму КБ при комутації:

- а) електромеханічним контактором; б) електромеханічним контактором спільно з дроселем; в) конденсаторним контактором спільно з дроселем

Необхідну величину активно-реактивного опору струмообмежувальних резисторів $\Sigma(Z1...Z3)$, в залежності від величини опору Z_C (2.4) вузла приєднання сумарного компенсаційного навантаження ПКРП можна оцінити по такому співвідношенню [18]:

$$\Sigma(Z1...Z3) = Z_C \cdot \left[\left(\frac{I'_{KB}}{I_{D.KB}} \right)^2 - 1 \right], \quad (2.9)$$

Хоча струмообмежуючі резистори виконані у вигляді котушок (рисунк2.96), необхідність швидкого обмеження кидків пускового струму (I_{KB} , I'_{KB}) вимагає максимального зниження індуктивної складової $\Sigma(Z1...Z3)$. Тому, дві послідовно включені котушки (рисунк 2.96) резисторів $Z1...Z3$ (рисунк 2.9а) мають різне спрямування навівки. Таким чином, розрахункову величину опору (2.9) можна вважати чисто активною.

У загальному випадку, Z є результатом паралельного з'єднання Z_C і опору зворотної послідовності Z_{2U} електроприймачів вузла КРП з приєднаною потужністю навантаження W , де Z_{2U} виражено у відносних одиницях – Z_{2U}° [13]:

$$Z = Z_C + Z_{2U} = \frac{U_C^2}{W_{K.3.}} + Z_{2U}^\circ \frac{U_C^2}{W} = \frac{U_C^2 (W + Z_{2U}^\circ \cdot W_{K.3.})}{W_{K.3.} \cdot W}. \quad (2.10)$$

Контактори подібного конструктивного виконання, серійно випускаються декількома фірмами (стандарти IEC 947-4-1/5-1, EN 60947-4-1/5-1, VDE 0660, категорія використання AC6b), в тому числі "EPCOS AG" (Німеччина), "LOVATO Electric" (Італія), "BENEDIKT & JAGER" (Австрія), "MOELLER" (Німеччина), є одним з компонентів сучасних низьковольтних ПКРП. Наприклад, контактори фірми "EPCOS AG" типу B44066 -...- J320 (табл. 2.2) це спеціальна версія контакторів SIRIUS величини від S0 до S3, з можливістю монтажу на них

знімного блоку допоміжних контактів, розраховані на комутацію найбільш поширених типорозмірів (10 ... 75 квар) ступенів КБ (табл. 2.2). Для порівняння в таблиці 2.2 наведені аналогічні дані контакторів КЗ-...-К. Розширити діапазон потужностей $Q_{\text{КБ}}$ ступені, одночасно скоротивши кількість виходів автоматичного регулятора ПКРП можна почерговим паралельним підключенням контакторів секцій КБ вбудованим додатковим⁷ (рисунок 2.9а) контактом, що спрацьовує одночасно з основними 4, 5, 6 (рисунок 2.9а) контактами. Крім того, багато конденсаторних контакторів (КЗ-...К, DIL -...- МК) передбачають установку на бічні поверхні корпусу (стрілки на рисунок 2б) додаткових контактних блоків.

Таблиця 2.2 - Основні технічні характеристики контакторів (пускатів) для комутації КБ установок компенсації РП

Тип контактора	Потужність комутаованої КБ, квар*	Номінальний струм основних контактів, А, при $U < 690 \text{ В}$ і $t = 40^\circ\text{C}$	Номінальний струм допоміжних контактів, А, при $U < 690 \text{ В}$ і $t = 40^\circ\text{C}$	Допустима частота включень, вкл/ч	Ресурс контактів, млн. операцій	Маса, Кг
B44066-S1810-J320	12,5	18	10	240	0,2	0,34
КЗ-18К10 230**	12,5	18	10	240	0,2	0,34
B44066-S2410-J320	20	28	10	240	0,1	0,6
КЗ-24К00 230**	20	28	10	240	0,1	0,62
B44066-S3210-J320	25	35	10	240	0,1	0,6
КЗ-32К00 230**	25	35	16	240	од	0,62
B44066-S5010-J320	33,3	48	10	240	0,1	1,1
КЗ-50К00 230**	33,3	48	16	240	0,1	1,0
B44066-S6210-J320	50	72	10	120	0,1	1,1
КЗ-62К00 230**	50	72	16	120	0,1	1,0
B44066-S7410-J320	75	105	16	80	0,08	1,1
КЗ-74К00 230**	75	105	16	80	0,08	1,0

Примітки: * при напрузі 380-400 В, $f = 50-60 \text{ Гц}$ і t від -10 до $+30^\circ\text{C}$;

** виробництво компанії "BENEDIKT & JAGER" (<http://www.benediect.at>).

Робочий діапазон втягують котушок електромагнітів $0,85-5 \div 1,1 U_{\text{ном}}$. Комплектація спеціальними контакторами для комутації КБ підвищує питому вартість (грн/квар) УКРП, особливо зі збільшенням числа і зменшенням номінальної потужності $Q_{\text{КБ}}$ регульованих ступенів. Ціна конденсаторних контакторів в середньому становить 40...80% від ціни циліндричних КК, причому співвідношення вартостей конденсатора 1 і контактора 2 знижується зі збільшенням $Q_{\text{КБ}}$ (рисунок 2.12).

Незважаючи на збільшення вартості УКРП, комплектація їх конденсаторними контакторами забезпечить стабільність характеристик низько індуктивних косинусних конденсаторів (стандарти ІЕС 70 і 831-1/2, VDE 0560) протягом всього терміну експлуатації (100 000 ... 130 000 год), порівнянного з ресурсом спрацьовування контактора (таблиця), і попередить можливі провали напруги і імпульсні перенапруги в мережі, що компенсується при автоматичному перемиканні ступенів КБ.

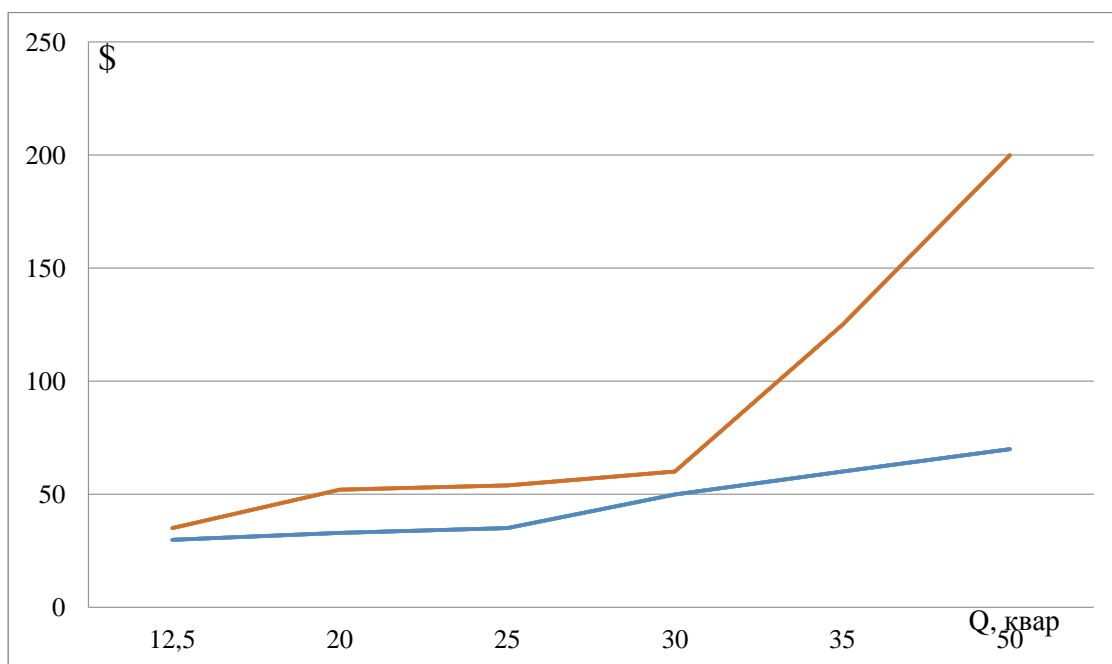


Рисунок 2.12. Залежність цін циліндричних КК (1) і спеціальних контакторів типу В44066-С16 (2) концерну "EPCOS AG"

2.1.2. Тиристорні вимикачі конденсаторних батарей

Замість електромеханічних контакторів в КУ можуть використовуватися тиристорні вимикачі (ТВ), що представляють собою два зустрічно включених тиристора або тиристора і діода, послідовно з'єднані з КБ [14]. Так як включення ТВ відбувається в момент рівності миттєвих значень фазних напруг на конденсаторі і відповідних напруг мережі (момент переходу струму через нуль), автоматично виключається основна причина виникнення комутаційних кидків струму (2.4), (2.5). Крім того, ТВ забезпечують високу швидкодію комутації ступенів КБ (табл. 2.3), на порядок менше, ніж за допомогою електромеханічних контакторів, оскільки дозволяють виробляти чергове включення ступені КУ без попереднього розряду КБ.

З огляду на їх високу вартість, використання ТВ доцільно тільки в КУ мереж з різко змінним індуктивним навантаженням споживачів (так звана «динамічна компенсація») [15]. Поряд з комутацією, сучасні ТВ (рис. 2.13) здійснюють контроль величини струму КБ (функція захисного відключення).

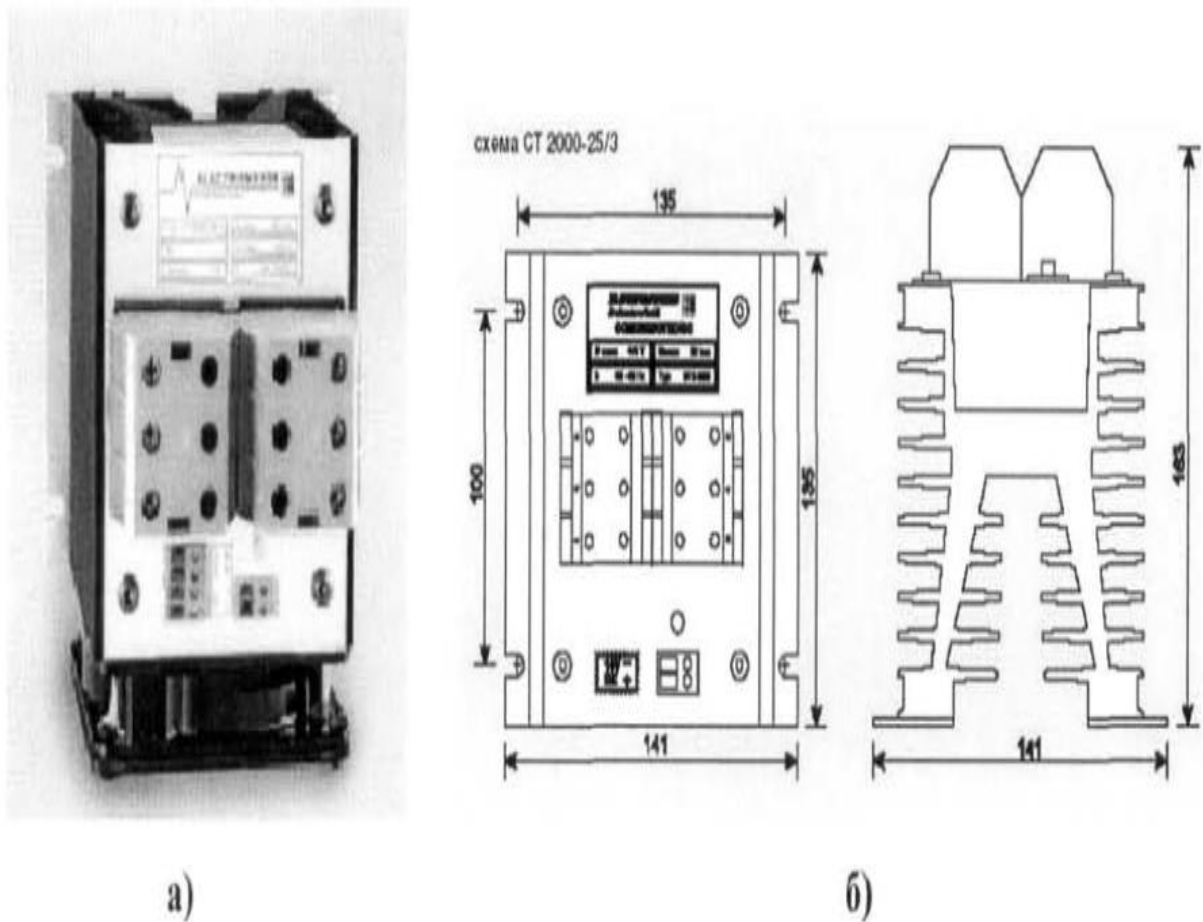


Рисунок 2.13, Зовнішній вигляд (а) і конструктивна схема (б) тиристорного вимикача типу Condensotronic CT 2000 фірми "ELECTRONICON"

Таблиця 2.3. Технічні дані ТВ Condensotronic CT 2000

Номінальна напруга	400/525 В, 50/60 Гц
Номінальний струм СТ 2000-25/3	25 квар
СТ 2000-50/3	50 квар
Напруга управління	10±2В
Час перемикання	1 ...20 мс
Час повторного включення	40 мс
Ступінь захисту	1Р20

2.1.3.Фільтруючі антирезонансні дроселі

Недотримання вимог електромагнітної сумісності при збільшенні потужності низьковольтних нелінійних навантажень, викликає порушення стандартних норм якості електроенергії в системі електропостачання. Генерація нелінійними електроприймачами вищих по відношенню до промислової частоти гармонік (в першу чергу 5-го, 7-го і 11-го порядків) призводить до додаткових втрат в провідниках, магнітних системах трансформаторів і електродвигунів, що змушують підвищувати їх запас по встановлені потужності. Так, за рекомендацією Європейського комітету стандартизації CENELEC, коефіцієнт K , що визначає необхідний запас потужності трансформатора, розраховується за формулою:

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \cdot \left(\frac{I_1}{I_{RMS}}\right)^2 \cdot \sum_{n=2}^{40} n^q \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}, \quad (2.11)$$

де I_1 - основна гармоніка струму;

I_{RMS} - середньоквадратичне значення струму;

n - номер гармоніки;

e, q - коефіцієнти, що залежать від складових втрат в міді і сталі трансформатора (в першому наближенні можна прийняти $e = 0,3$; $q = 1,75$), з якої видно, що поява струмових гармонік підвищить величину K більше 1 і знизить назад пропорційну йому допустиме активне навантаження трансформатора.

У КБ, високочастотні гармонійні складові, через зниження реактивного опору конденсаторів, збільшать визначаючі їх температурний режим внутрішні втрати - ΔP :

$$\Delta P = \sum_1^n U_n^2 2\pi n f_1 C t g \delta, \quad (2.12)$$

де U_n - напруга n-ої гармоніки; f_1 - частота основної гармоніки.

Крім того, на одній з частот гармонік, ємність КБ може утворити резонансний контур з паралельно включеною індуктивністю трансформатора і елементів мережі. З досвіду експлуатації, власна резонансна частота даного контуру знаходиться між 250 і 500 Гц, що відповідає частотам 5-ої і 7-ої гармоніки. Резонанс струму призведе до зростання амплітуди гармоніки, які деформують синусоїдальність напруги мережі [56] і перевантаження трансформатора (2.11).

Тому, перш ніж прийняти рішення про вибір типу КУ, крім аналітичних розрахунків, треба провести перевірку рівня мережесих гармонійних спотворень [56]. При цьому, крім номера гармоніки, додатковими визначальними факторами є частка нелінійних навантажень вузла приєднання КУ і облік можливості резонансу з елементами мережі, розташованими безпосередньо за трансформатором.

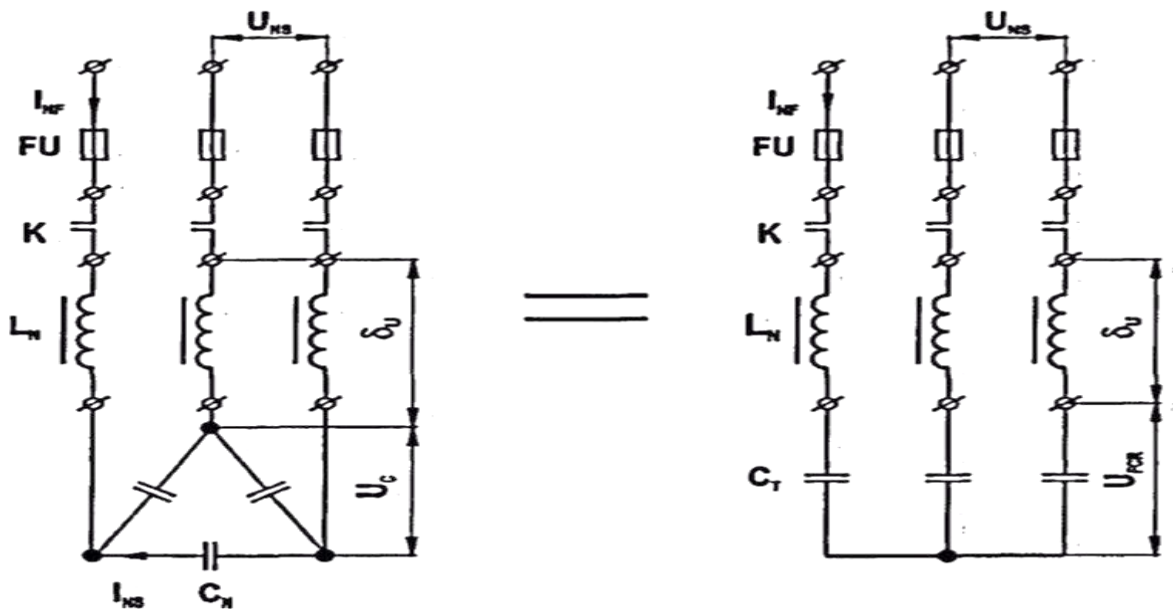


Рисунок 2.14, Схема і еквівалент схеми з'єднання фільтруючого антирезонансного дроселя з конденсаторною батареєю

Послідовне включення з КБ спеціального фільтруючого дроселя (рисунки 2.14) дозволяє уникнути резонансу за рахунок придушення струмів вищих гармонійних частот (ефекту фільтрації), так як f_R - власна частота резонансу системи «дросель – КБ» зміщена вище f_1 . Таким чином, внесений дроселем коефіцієнт частотного розладу - p , буде дорівнювати:

$$p = (f_1/f_R)^2 \cdot 100\%, \quad (2.13)$$

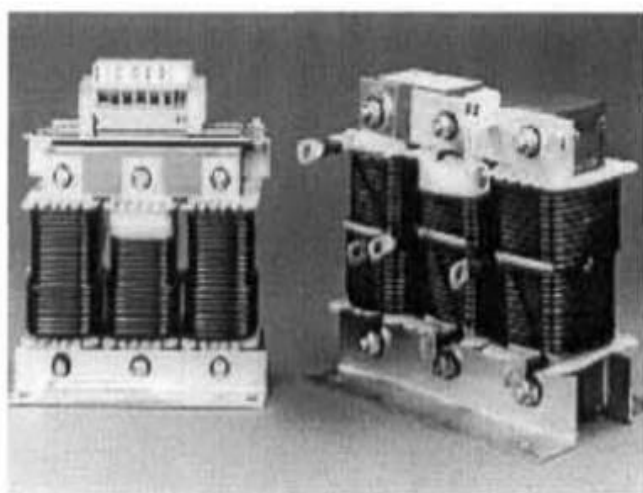
а його стандартна величина - 14%, 7%, 5,67% [45], відповідати 135, 189,210 Гц. Оскільки всі щаблі КУ налаштовуються на фільтрацію тільки однієї гармоніки, частота якої менше або дорівнює найменшій частоті спектра гармонійних складових, присутніх в компенсується мережі, для гармонік з частотою вище R , засмучений контур (трансформатор - дросель - КБ) буде виглядати чисто індуктивним, виключаючи можливість виникнення резонансу на цих частотах, а на частоті мережі f_1 , він буде функціонувати як ємнісний, забезпечуючи КРП.

Таблиця 2.4. Загальні технічні дані трифазних фільтруючих дроселів конденсаторних установок по стандартам VDE0550/ VDE 0532 [43]

Частота, Гц	50
Напруга, В	400...680
Вихідна потужність, кВА	От 5 до 100
Коефіцієнт частотної розгрузки	5.67%, 7%, 14%
Струм основної гармоніки	$I_1 = 1,06 \times I_N$ (ток КБ с частотой 50 Гц)
Струм термічної перегрузки	$I_{1,th} = 1,05 \times I_1$ (шах)
Нагрузка вищими нагрукками при 100% тривалості включення	$U_3 = 0,005 \times U_N$ $U_5 = 0,05 \times U_N$ $U_7 = 0,05 \times U_N$
Лінійність	$I_{1,th} = 1,2 \times (I_1 + I_3 + I_5 + I_7)$, где $L \wedge > 0,95 \times L_N$
Клас, ступінь захисту	IP00
Охолодження	природне

Трифазні антирезонансні дроселі (табл. 2.4) мають високу лінійність навантажувальних характеристик і невеликими ($-1/+3\%$) похибками номінальної індуктивності L_N . Завдяки наявності повітряних охолоджуючих каналів, покращується відведення тепла, а розташований всередині середньої котушки дроселя температурний датчик відключає його у разі перегріву (120°C для ізоляції класу F). Поряд із запобіганням резонансних явищ і захистом КБ (2.12) дроселі обмежують амплітуду імпульсів струму і зменшують несинусоїдальні спотворення при переключенні ступенів КУ, що пояснює їх використання в ступенях КУ комутованих тиристорних вимикачами [15]. Спеціальні КУ з фільтруючими дроселями рекомендуються для застосування в мережах при частці потужності нелінійних електроприймачів більш 20% (до цього значення КРП здійснюється стандартними КУ, а понад 50% використовуються спеціальні мережеві резонансні фільтри, налаштовані на частоти вищих гармонік).

Наприклад, обладнана фільтруючими дроселями КУ типу УКМФ 71 виробництва АТ «Електроінтер» дозволяє підтримувати в мережі коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_{Ui} Гц. [17], при дотриманні вище вказаної пропорції навантажень, в межах 3,6% [18].



а)



б)

Рисунок 2.15, Зовнішній вигляд трифазних фільтроізолюючих дроселів виробництва фірми "ELECTRONICON" (а) і концерну "EPCOS AG" (б)

Слід зазначити, що поряд з більш високою вартістю установок з фільтруючими дроселями, по відношенню до еквівалентним по потужності стандартним КУ, в них зменшується сумарна компенсаційна потужність ступені, значення Q_{KB} і Q_K (табл. 2.5), внаслідок втрат в дроселі P_V , (Рисунок 2.16, 2.17), в залежності від p (2.13) складових 3,7 ... 12,2 Вт/квар [15]. Однак загальні втрати активної потужності в системі електропостачання можуть виявитися значно менше, ніж при відсутності фільтрації. Тому остаточні висновки про ефективність використання даних КУ можна зробити тільки після аналізу показників якості електроенергії конкретної схеми.

Таблиця 2.5. Технічні параметри блоків «фільтруючий дросель - КБ» виробництва фірми "ZEZ SILKO"

Тип	Потужність блоку «дросель -КБ», Q_K , квар	Потужність КБ, Q_{KB} , квар	Ємність конден- саторів, C_m , мкФ	Індуктивність дроселя, L_N , мГн	Номінальний струм,	Втрати , P_w , Вт
KBR 05-189/400	4,4	5	3x27,5	8,637	6,41	40
KBR 10-189/400	8,9	10	3x54,8	4,319	12,8	69
KBR 12,5-189/400	11,1	12,5	3x68,5	3,455	16	71
KBR 20-189/400	17,8	20	3x109,6	2,159	25,6	76
KBR 25-189/400	22,2	25	3x137,0	1,727	32	86
KBR 40-189/400	35,5	40	3x219,2	1,08	51,3	111
KBR 45-189/400	40	45	3x246,7	0,959	57,7	151
KBR 50-189/400	44,4	50	3x274,0	0,864	64,1	136

Потужність КБ - Q_{KB} можна виразити через потужність трифазного короткого замикання S_{K3} в місці приєднання конденсаторної установки (КУ) [53]:

$$Q_{KB} = \frac{1}{k^2} (S_{K3} + \frac{S}{X_{2U}^*}), \quad (2.14)$$

де S - повна потужність вузла приєднання КУ; X_{2U}^* - індуктивний опір зворотній послідовності узагальненої компенсаційної навантаження, в відносних одиницях. Якщо індуктивний опір мережі невелика, то приблизно можна визначити за формулою [53]:

$$S_{K3} \approx \frac{S_T}{X_T^*}, \quad (2.15)$$

де S_T - потужність трансформатора ;

X_T^* - реактивний опір трансформатора, в відносних одиницях.

Виходячи з умови обов'язковості індуктивного характеру сумарного опору послідовно включених КБ - X_C і реактора X_L (рисунк 2.11) для резонансної гармоніки $n_{рез.}$ [53]:

$$X_L \geq 1,5 \frac{3X_C}{n_{рез.}^2}. \quad (2.16)$$

Розрахунок опорів проводиться для гармоніки нижчого порядку, так як при $n_{рез.} > 5$ нерівність (2.16) дотримується в більшості випадків.

Отже, необхідний реактивний опір дроселя - X_L [53]:

$$X_L = 1,5 \frac{3X_C}{25} = 0,18 \frac{U^2}{Q_{KB}}, \quad (2.17)$$

а його індуктивність - L :

$$L = \frac{X_L}{2\pi f_1} = \frac{0,18U^2}{2\pi f_1 Q_{KB}}. \quad (2.18)$$

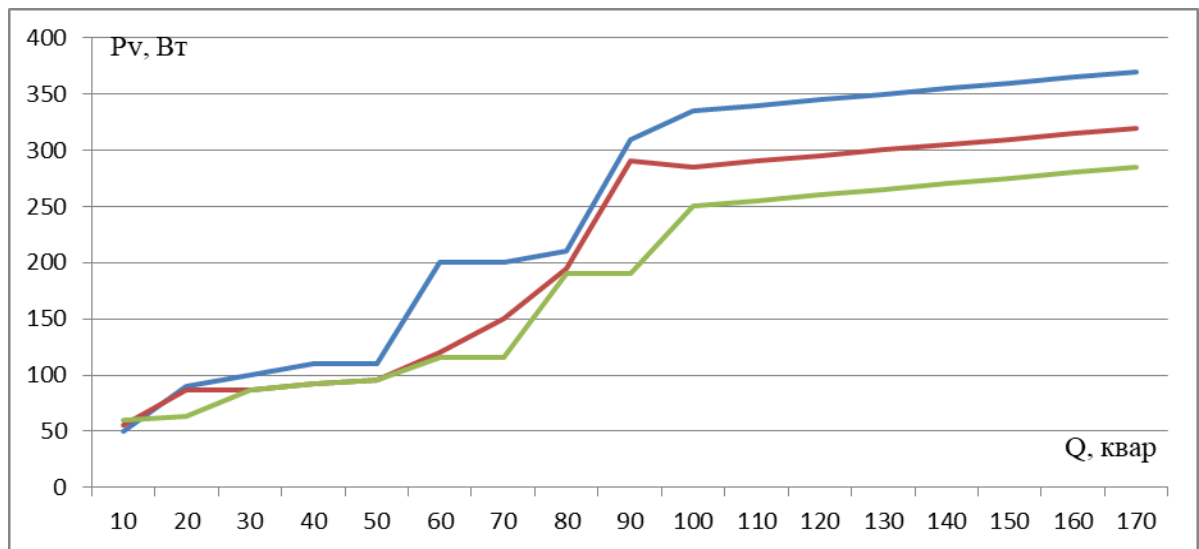


Рисунок 2.16, Залежність втрат потужності в фільтруючих антирезонансних дроселях виробництва концерну "EPCOS AG" (напруга живлення 400 В, частотою 50 Гц) при різних власних резонансних частотах (f_r) і коефіцієнтах фільтрації (p): 1 – ($f_r = 135$ Гц, $p = 14\%$); 2 – ($f_r = 189$ Гц, $p = 7\%$); 3 – ($f_r = 210$ Гц, $p = 5,6\%$)

Необхідна компенсаційна потужність блоку - Q_K (табл. 2.5) ступені КБ забезпечується узгодженням L (2.18) і ємності C_{KB} (табл. 2.5). при цьому потрібно враховувати зростання напруги на конденсаторах - U_C (рисунок 2.14):

$$U_C = U_{NS} + U_L = \frac{U_{NS}}{1 - p}. \quad (2.19)$$

Отже, в залежності від обраного значення p [45], номінальна напруга КБ (400 В) повинна бути збільшена до 440 ... 480 В.

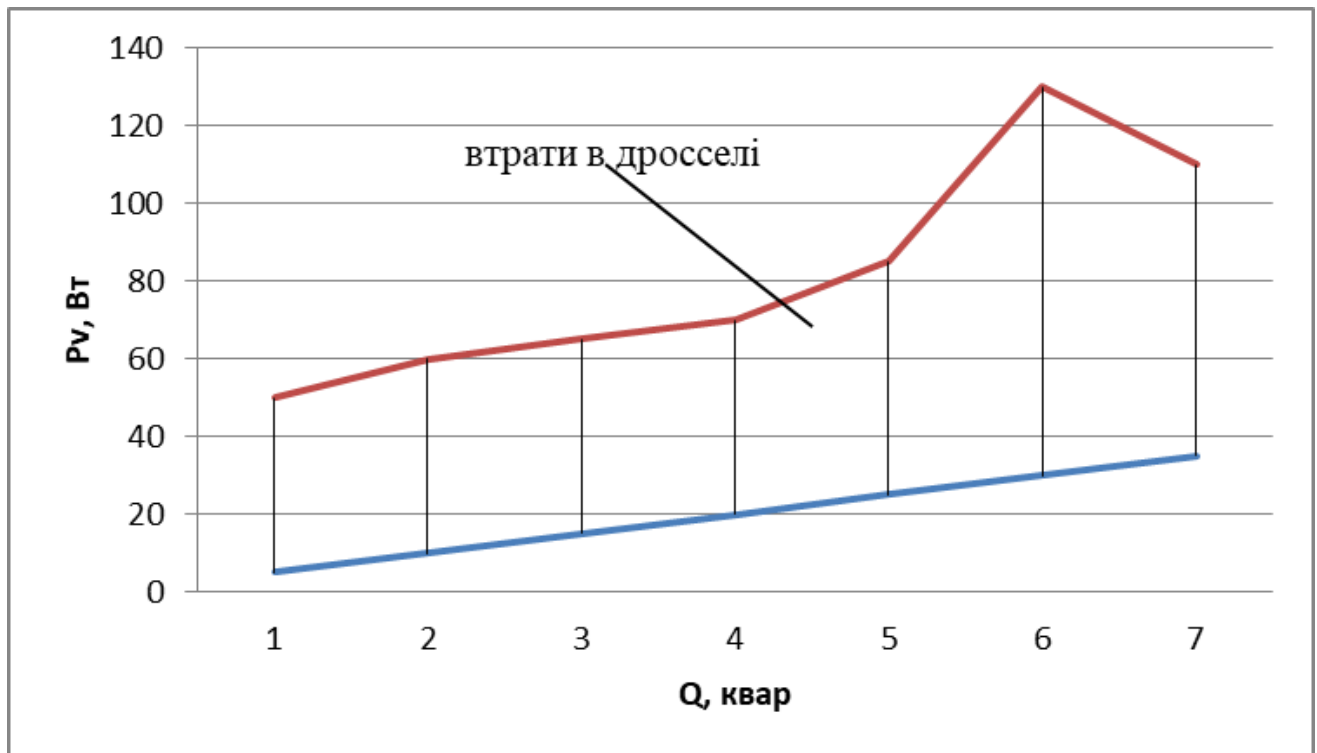


Рисунок. 2.17, Залежність втрат в дроселі (P_v) від потужності (Q) фільтруючого компенсаційного блоку типу KBR (400 В/50 Гц, $p = 7\%$, $f_r = 189$ Гц) виробництва фірми "ZEZ SILKO"

Визначимо для ступені (табл. 2.5) $Q_K = 22,2$ квар, $U_{NS} = 400$ В, $f = 50$ Гц, $p = 7\%$, зниження компенсаційної потужності КБ, що працює спільно з фільтруючим дроселем.

$$\text{Номінальний компенсаційний струм: } I_N = \frac{Q}{\sqrt{3}U_{NS}} = 32\text{ А};$$

$$\text{Ємність конденсатора: } C_C = \frac{Q}{U^2 2\pi f} = 411\text{ мкФ (3 x 137 мкФ)};$$

$$\text{Реактивний опір конденсатора: } x_c = \frac{1}{2\pi f \cdot C} = 7,75\text{ Ом};$$

$$\text{Необхідний реактивний опір дроселя: } x_L = x_c \cdot p = 0,54\text{ Ом};$$

$$\text{Необхідна індуктивність дроселя: } L_N = \frac{x_L}{2\pi f} = 1,72\text{ мГн};$$

$$\text{Зміна потужності конденсатора: } \Delta Q_C = \frac{Q_C - Q_K}{Q_K} = 12,6\% .$$

Таким чином, компенсаційна потужність КБ установки, обладнаної фільтруючими дроселями, повинна бути на 12,6% більше РП, що віддається КУ в мережу (значення Q_{KB} , і Q_K , табл. 2.5).

2.2. Розрядні дроселі конденсаторних батарей

Згідно правил для КУ до 1 кВ в якості розрядних пристроїв можуть застосовуватися активні або активно-індуктивні опору, підключаються паралельно КБ. Сумарна величина активного розрядного опору R , Ом визначається за формулою [30]:

$$R \leq 15(U_{\phi}/Q_{KB}) \cdot 10^6, \quad (2.20)$$

де U_{ϕ} - фазна напруга мережі, кВ;

Q_{KB} - номінальна потужність КБ, квар.

Розрядні опору трифазних КК можуть бути встановлені зовні між висновками конденсатора або вбудовані всередині верхньої частини корпусу. Хоча, з огляду на величину опору (2.20), потужність розсіювання даних резисторів для низьковольтних (до 1 кВ) конденсаторів, при $Q_{KB} = 5 \dots 100$ квар, складе 2 ... 10 Вт, втрати активної енергії P_{Π} в них вище, ніж в розрядних дроселях, що погіршує питомі електричні характеристики КУ, особливо в разі застосування в них сучасних металоплетінних конденсаторів, виконаних по МКР та МРР-технології. Схеми підключення розрядних опорів R зовнішньої (а) і внутрішньої (б) установки, а також двохобмотувального розрядного дроселя L , (в) наведені на рисунок 2.18. Схема з'єднання трикутником (рисунок 2.18б) більш надійна, так як при пошкодженні резистора будь-якої фази розряд буде відбуватися за схемою відкритого трикутника (рисунок 2.18а).

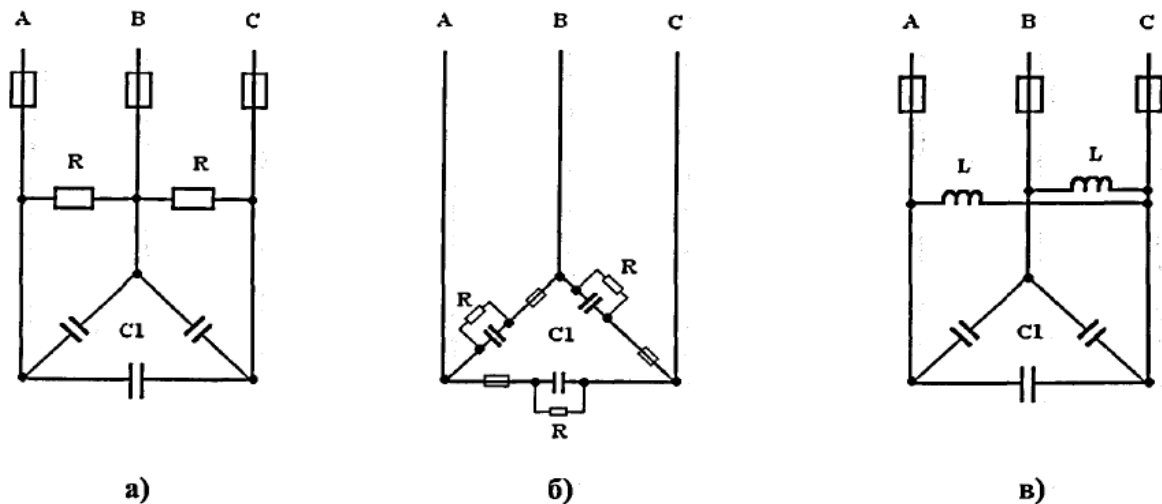


Рисунок 2.18, Схеми підключення розрядних пристроїв КБ: виносні розрядні резистори (а), вбудовані розрядні резистори (б), розрядний дросель В44066-Е9900 (в)

При розряді напруга конденсатора ємністю C , Φ змінюється від його зарядного значення U_C , В до напруги U_0 , згідно співвідношення [59]:

$$U_C = U_0 \cdot e^{-\frac{T}{\tau}}, \quad (2.21)$$

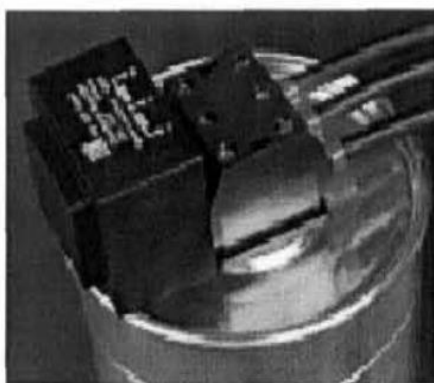
де $\tau = R \cdot C$ - постійна часу контуру розряду КБ, с.

З виразу (2.21), T - час розряду КБ, складе:

$$T = \tau \cdot \ln\left(\frac{U_0}{U_C}\right) = \tau \cdot \left(\frac{\ln U_0}{\ln U_C}\right). \quad (2.22)$$

Порівняємо час розряду (2.22) однаковою по потужності КБ при використанні розрядного дроселя (EL-DR) з двома V-подібними обмотками і розрядних резисторів. Повторне включення ступені КБ доцільно не завчасно (2.22) її розряду нижче 5 ... 10% U_C . За стандартом ІЕС 831 розряд до напруги <75 В потрібно провести протягом 180 с. Практично на розряд за схемами (рисунок 2.16 а, б) при 10-кратному зниженні U_C від 400 В, для КБ потужністю 50 квар потрібно не менше 60 ... 80 с, що в 3 ... 4 рази більше, ніж у розрядного дроселя (табл. 2.6). Отже, підключення розрядного дроселя (рисунок 2.18в) за схемою,

аналогічною розрядним резисторам (Рисунок 2.18а), за рівні проміжки часу в 2 ... 2,5 рази збільшить допустимий число розрядів КБ . Конструктивно розрядні дроселі (рисунок 2.19б) мають литий, ударостійкий корпус (клас ізоляції відповідає VDE 0532), гвинтові затиски (I, V, W), що допускають верхнє або нижнє приєднання провідників перетином від 0,75 мм² до 2,5 мм², пов'язаних з клеммами конденсаторів, і лапки для кріплення на стандартній монтажній рейці. Розрядні дроселі (наприклад, типу 40E.003-60002) можуть монтуватися безпосередньо на КК потужністю 5 ... 50 квар (рисунок 2.19а). Модулі ступенів КБ, серійно випускаються КУ-0,4 кВ (ВАТ ПО «Елтехніка», Siemens і ін.), Потужністю до 100 кВА, комплектуються розрядними дроселями, як правило, індивідуальними для кожного з конденсаторів, що знижує втрати активної потужності КУ і забезпечує швидкий розряд ступенів БК в автоматичному режимі роботи при перемиканні, викликаних частими змінами навантаження [19].



а)



б)

Рисунок. 2.19, Зовнішній вигляд розрядних дроселів типу 40E.003-60002 фірми "ELECTRONICON" (а) і В44066-E9900-S001 концерну "EPCOS AG" (б)

Таблиця 2.6 - Основні технічні параметри розрядного дроселя В44066- Е9900- S001 виробництва концерну "EPCOS AG

Номінальна напруга	U_H	В	230...690
Частота	f	Гц	50/60
Опір	R	Ом	4900
Час розряду	T	с	При напрузі 230 В: до 25 квар < 10с, до 50 квар < 20с, до 100 квар < 40с. При напруги 400; 690В: до 25 квар < 5с, до 50 квар < 10с, до 100 квар < 20с.
Індуктивність	L	Гн	При напрузі 230 В 730 Гн При напрузі 400 В 710 Гн При напрузі 525 В 670 Гн При напрузі 690 В 350 Гн
Потужність втрат	P _п	Вт	<1,8
Вихрові струми	I _в	мА	<4,5
Допустима кількість розрядів	-	-	4/мин при Q _{кв} = 12,5 квар. 3/мин при Q _{кв} = 25 квар. 2/мин при Q _{кв} = 50 квар. 1/мин при Q _{кв} = 100 квар.
Клас ізоляції	R _{із}	-	T40/B
Робоча температура	LCT/UCT	•с	-25...+55 (середня за 24 часа)
Розміри	-	мм	90x45x59
Вес	-	кг	0,5

2.3. Експлуатація автоматичних установок компенсації реактивної потужності при несиметрії напруг

Забезпечення ефективного управління джерелами РП актуально не тільки для нормального, але і для аварійних режимів роботи регульованої мережі. Однією з основних причин, що стримують використання автоматичних КУ в сільських електромережах, є можливість виникнення при роботі трифазних систем електропостачання несиметрії струмів і напруг пов'язаної зі зростанням за останнє десятиліття однофазних навантажень мереж 0,4 кВ сільськогосподарського призначення з 25% до 70%, їх нерівномірному пофазового розподілі, а також з переважанням в розподільних мережах сільськогосподарського призначення трансформаторів із з'єднанням обмоток $Y-Y_n$ [15]. Відповідно до [17] гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній і нульовій послідовності в точках приєднання до чотирьох провідних електричних мереж 0,4 кВ не повинно перевищувати 2,0% і 4,0%. Несиметрія напруг, обумовлена наявністю струмів зворотної та нульової послідовності мережі, призведе до появи в комплексному вираженні повної потужності S поряд з активною P і реактивної Q складової пульсуючого потужності N , яка змінює значення коефіцієнта (чинника) потужності електроприймачів K_p , що визначається виразом [19]:

$$K_p = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + N^2}}, \quad (2.23)$$

Якщо характеризувати даний режим коефіцієнтами [19], які враховують вплив на K_p (2.37) нерівномірності навантаження фаз - $K_{\text{нер}} = \frac{N^2}{P^2 + Q^2}$; зсуву по фазі струму і напруги - $K_c = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$; несиметрії - $K_n = \frac{1}{\sqrt{1 + K_{\text{нер}}}}$, а також збільшенням втрат на передачу по мережі потужності $\sqrt{P^2 + Q^2}$, еквівалентної симетричного режиму, і розглянути залежність $K_{\text{нер}}$ і K_n від вираженою в

відносних до $\sqrt{P^2 + Q^2}$ одиницях N^* (рисунок 2.24) видно, що навіть у разі чисто активного навантаження ($Q = 0$, $N^* = P^* = 1$, $K_c = 1$ з графіка рисунку 2.22 - $K_H = 0,71$), відповідно до співвідношення між коефіцієнтами [19]:

$$K_p = K_c \cdot K_H, \quad (2.24)$$

відбудеться зниження K_p (2.38) до 0,71, замість 1 при симетричному режимі .

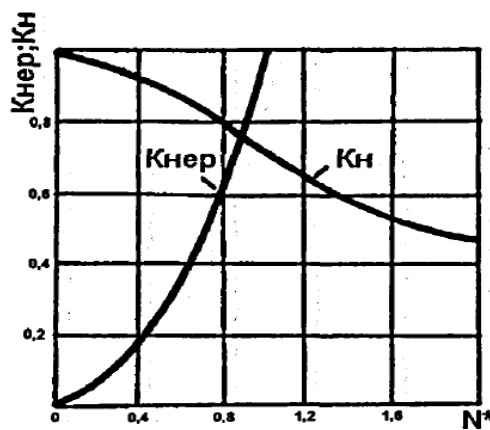


Рисунок 2.24, Залежність коефіцієнтів нерівномірності навантаження K_{Her} і несиметрії напруг K_H і трифазної мережі від відносної величини модуля пульсуючої потужності N^*

Оскільки функція сигналу регулювання $sign U_{рег.}$ пристроїв управління КБ компенсації РП залежить від кута фазового зсуву (φ_1 активної і реактивної складових вимірюваного струму однієї з контрольованих фаз (2.23), зниження значення K_p може привести до помилкового включення трьохфазних КБ і внаслідок їх нерівномірного завантаження через різницю фазних напруг, неоднакової генерації РП по фазах мережі, пропорційній квадрату фактичного значення міжфазних напруг батареї і, як наслідок, зростання невідновженості трифазної системи напруг ще більше збільшує їх дисбаланс [13]. Напрямок струму компенсації в окремих фазах може стати протилежним необхідному, що знизить

пропускну здатність мережі і збільшить втрати активної потужності в окремих елементах мережі, в тому числі в КБ.

Відомі симетричні пристрої, що використовують схеми несиметричного включення КБ з різним ступенем впливу одночасно на всі три фази регульованою мережі [20]. Технічні можливості симетрування за допомогою подібних схем обмежені і в більшості випадків не дозволяють за рахунок маніпуляції наявних ємнісних елементів КБ [20] відновити нормальний режим мережі. Тому, при значному розходженні РП окремих фаз регульованої мережі ΔQ , доцільно форсовано відключити КБ з подальшою заборонаю включення до відновлення допустимого, за умовою мінімально необхідної потужності симетричних пристроїв або можливого перерозподілу навантажень, діапазону співвідношень неузгодженості РП фаз - $signU_{\Delta Q}$, але, тоді пристрій управління КБ має містити не менше двох каналів з однаковим масштабом вимірювання сигналу РП різнойменних фаз - $signU_{\text{рег.}}$ і блок їх подальшого складання [21, 22]. Функція сумарного сигналу регулювання (2.22) буде виглядати наступним чином [21]:

$$\begin{cases} signI_A = I_{Amax} \cdot \sin(\omega t - \varphi_1) \\ signU_{BC} = U_{BCmax} \cdot \sin(\omega t - 90^\circ) \end{cases} \quad \begin{cases} signI_C = I_{Cmax} \cdot \sin(\omega t - \varphi_2) \\ signU_{AB} = U_{ABmax} \cdot \sin(\omega t - 90^\circ) \end{cases}, \quad (2.25)$$

де φ_2 - кут фазового зсуву струму I_C .

Регулятор з двоканальною схемою вимірювання [21, 22] при симетричному мережевому режимі ($\varphi_1 = \varphi_2$, $U_{AB} = U_{BC}$, $I_A = I_C$) дозволить провести комутацію секцій КУ після того, як у всіх тимчасових інтервалах виміру t_n (2.28) сумарний сигнал $\sum signU_{\text{рег.}}$ перевищить $signU_{\Pi}$ (рисунок 2.25). З огляду на рівність коефіцієнтів трансформації і R (2.30) обох струмових каналів (2.38), а також зрушення лінійних напруг U_A і U_C , щодо вимірюваних струмів I_A і I_C на кут 90 ел. град., вираз величини $\sum signU_{\text{рег.}}$ буде наступним [23]:

$$\sum signU_{\text{рег.}} = ksign\{[U_{BC} \cdot I_A \cdot \sin(90^\circ - \varphi_1) \cdot R] + [U_{AB} \cdot I_C \cdot \sin(90^\circ - \varphi_2) \cdot R]\}. \quad (2.26)$$

Тобто , в даному випадку, $\sum \text{sign} U_{\text{рег.}}$ буде пропорційний РП мережі, аналогічно $\text{sign} U_{\text{рег.}}$ регулятора з одноканальною схемою вимірювання (2.31).

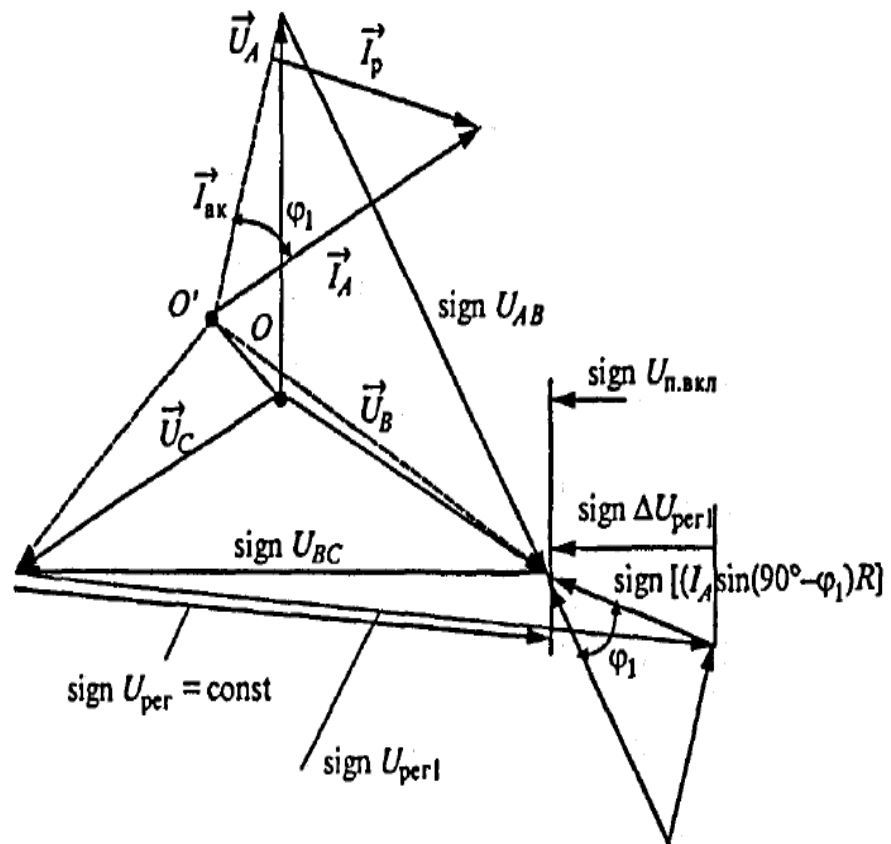


Рисунок 2.25. Векторна діаграма двоканальної схеми вимірювання вхідних параметрів регулятора РП в режимі мережевої несиметрії

Поява мережевої несиметрії - відрізок OO' (рисунок 2.25) порушить рівність доданків (2.40) і хоча, $\sum \text{sign} U_{\text{рег.}}$ як і раніше буде представляти їх сумарний вираз, його значення не відображатиме співвідношення величин пофазних РП контрольованої трифазної мережі. Очевидно, що використання в даному випадку модулятора, подібного застосовуваним в серійно випускаються регуляторах РП [22, 23] і конструктивно побудованого згідно (2.31) і (2.32), є неприйнятним. Так, вхід блоку модуляції, що працює спільно двоканальною схемою вимірювання фазних струмів і напруг [22] містить два, по числу парних каналів (2.39),

порогового елемента. Кожен з них окремо, працювавши, змінює потенціал свого вихідного сигналу з низького $signU_{П\text{ викл.}}$, а високий $signU_{П\text{ вкл.}}$.

Використовуючи схеми, що реалізують логічну функцію "І", дозвіл на включення секції КУ буде дано тільки в разі присутності на всіх N - входах даних схем високих рівнів сигналу $signU_{П\text{ вкл.}}$ не допускаючи підвищення компенсації РП при значній різниці величин доданків $\sum signU_{\text{рег.}}$ (2.40). В той же час, відключення працювали до цього секцій КУ буде відбуватися на підставі наявності на N-входах не тільки одних низьких $signU_{П\text{ викл.}}$, але і різно потенційних сигналів $signU_{П\text{ вкл.}}$ і $signU_{П\text{ викл.}}$ (логічна функція «І-НЕ»). Наприклад, для випадку мережевої несиметрії (завантажена тільки фаза А, рис 2.25) $sign\Delta U_{\text{рег.1}}$ фази А перевищить $signU_{П\text{ вкл.}}$, а $sign\Delta U_{\text{рег.2}}$ фази С, оскільки $I_c = 0$, буде відсутній. Вихідні сигнали їх порогових елементів будуть по-різному-потенційні ($signU_{П\text{ вкл.}}$ каналу фази А і $signU_{П\text{ викл.}}$ каналу фази С) [22].

У підсумку, логічний блок пристрою [21] по черзі сформує команди на відключення секцій КУ. Якщо для даного випадку (рисунок 2.25) використовувати двоканальну схему вимірювання (2.23), то, так як в фазі А $sign\Delta U_{\text{рег.1}} > signU_{П\text{ вкл.}}$, команда буде протилежна, відбудеться помилкове включення чергової секції, що призведе до перекомпенсації РП в фазах В і С. Для кожного з каналів вимірювання встановлений режим компенсації однаковий $signU_{\text{рег.}} = \text{const.}$ Тому, при відключених ступенях КУ абсолютна величина різниці $sign\Delta U_{\text{рег.1}}$ і $sign\Delta U_{\text{рег.2}}$ буде пропорційна розбалансу РП між контрольованими фазами регульованою мережею ΔQ , величина якого [63]:

$$\Delta Q = K |sign\Delta U_{\text{рег.1}} - sign\Delta U_{\text{рег.2}}|, \quad (2.27)$$

де К-коефіцієнт передачі модулятора.

В цілому, заміри параметрів мережі двоканальної схеми з подальшою їх індикацією (режим "Display") в порівнянні з одноканальною можуть бути доповнені значеннями φ_2, I_c, U_{AB} (2.38) і ΔQ (2.41), зіставлення величин яких з

контрольованими раніше φ_1, I_B, U_{BC} (2.23) дозволить оцінити ступінь мережевої несиметрії з метою її зниження.

Для цього в пристрій управління КБ [22], що містить два паралельні канали вимірювання сигналу регулювання (2.40), вводиться блок форсованого відключення і схема розбіжності [21]. Залежно від абсолютної величини різниці сигналів регулювання (2.39) $\Delta Q = |signU_{рег.1} - signU_{рег.2}|$ пропорційної розбалансу РП фаз мережі, схема розбіжності сформує $signU_{рег.\Delta Q}$, який подається на перший вхід блоку форсованого відключення КБ. В випадку перевищення $signU_{рег.\Delta Q}$, уставки сигналу допустимого фазного розбалансу РП - $signU_{\Delta Q}$, постійно присутнього на другому вході блоку форсованого відключення КБ, він видасть $signU_{упр.форс.}$ ("скидання"), для прискореного (без витримки часу) почергового відключення всіх працюючих до цього КБ.

Заборона комутації КБ $signU_{упр.форс.}$ буде присутнім до тих пір, поки встановлена на регуляторі величина $\Delta Q - signU_{рег.\Delta Q}$ буде перевищувати фактичне значення $signU_{рег.\Delta Q}$, не допускаючи появи в мережі протилежно спрямованих потоків РП, що при аварійному відключенні лінії покращить умови гасіння дуги, скоротивши за рахунок цього час паузи АПВ, а в разі продовження її роботи в режимі несиметрії напруг - підвищити пропускну здатність недовантажених фаз і межі динамічної і стійкості паралельних ліній електропередачі даного вузла енергосистеми.

Висновки до другого розділу

Сучасні УКРП відрізняють наступні основні принципи конструкційного побудови:

1. Використання КК з різноманітним технологічним виконанням робочої частини, що мають низькі власні втрати і високу експлуатаційну надійність, за рахунок здатності до «самовідновлення» після пробою в діелектрику, а також наявності запобіжника-переривника. Широкий діапазон номінальних потужностей КК дозволяє застосовувати модульний принцип побудови з одночасним зниженням масогабаритних параметрів КУ, забезпечує простоту ремонту і модернізації.

2. Спеціальні конденсаторні контактори, з контактами випереджаючого включення і струмообмежуючими резисторами, згладжують кидки комутаційних струмів, збільшуючи допустиму кількість перемикань ступенів КУ і термін служби КК.

3. Антирезонансні (фільтруючі) дроселі дозволяють адаптувати КУ до присутності нелінійних мережевих спотворень, виключивши посилення вищих гармонік струму або напруги через можливі резонансних явищ, одночасно з КРП забезпечуючи показники якості електроенергії в розподільних мережах.

4. Наявність в мережі несиметрії напруг унеможливорює повне використання встановленої потужності КУ. Крім того, нерівномірна пофазна генерація РП може ще більше посилити існуючу несиметрію, знизивши пропускну здатність окремих фаз електричної мережі, тому, при перевищенні допустимих показників відхилення від симетричного режиму доцільно проводити повне відключення КУ.

3. ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК НА ПРОМИСЛОВОМУ ПІДПРИЄМСТВІ

3.1 Оцінка економічної ефективності КРП у мережах 0.4 кВ виробничих споживачів

Поряд з технічними показниками найважливішим критерієм оцінки роботи електроустановок є їх економічність. Одним з напрямків скорочення втрат електроенергії є КРП безпосередньо в електромережах споживачів. Відомо, що при змінному графіку навантаження електроспоживання для цієї мети доцільно застосування регулювання потужності КУ, що пояснюється не тільки технічними (підвищення якості електроенергії в мережі підприємства), й економічними факторами, пов'язаними з розрахунками з енергосистемою. Багато споживачів по договору з електропостачальною організацією оплачують споживану (або розрахункову) реактивну енергію (потужність), тому цю складову треба враховувати при вирішенні питань КРП.

При відсутності компенсації сумарні витрати підприємства: від споживання РП - W_{Σ} складаються з декількох складових: позначимо власний коефіцієнт потужності підприємства $tg\varphi_{\text{вир.}}$ і введемо поняття ступеня компенсації n як частки РП, компенсованої КУ ($Q_{\text{ку}}$) від фактично спожитої підприємством активної $P_{\text{ф}}$ і РП ($Q_{\text{ф}}$).

$$Q_{\text{ку}} = nQ_{\text{ф}} = nP_{\text{ф}}tg\varphi_{\text{вир.}} \quad (3.1)$$

Скомпенсована реактивна енергія $W_{\text{комп.}}$ при цьому буде дорівнює:

$$W_{\text{комп.}} = nQ_{\text{ф}} = nP_{\text{ф}}T_mtg\varphi_{\text{вир.}}, \quad (3.2)$$

де T_m - річне число годин використання найбільшого навантаження.

Витрати на оплату економічних значень компенсувати потужності і енергії B_{rp} , виражені через значення договірних (економічних) тарифів за РП і енергію ($C_Q^{ек}$ і $C_W^{ек}$) складуть (3.1), (3.2):

$$B_{rp} = C_Q^{ек} Q_{ку} + C_W^{ек} W_{комп.} = n P_{\phi} tg \varphi_{вир.} (C_Q^{ек} + T_m C_W^{ек}). \quad (3.3)$$

Іншою складовою B_{Σ} будуть витрати $B_{\Delta U}$, пов'язані з втратами електроенергії в мережах підприємства від точки розрахункового обліку до місця установки КУ, через наявність реактивної складової струму навантаження, за винятком споживання активної потужності конденсаторами:

$$B_{\Delta U} = C_p W_A k_{ек} (tg \varphi_{вир.} - tg \varphi) - \Delta C Q_{ку}, \quad (3.4)$$

де C_p середньореалізаційний (за розрахунковий період) тариф оплати електроенергії (грн. / кВт·год),

W_A - споживання активної енергії за розрахунковий період (кВт·год),

$k_{ек}$ - економічний еквівалент РП, що залежить від кількості ступенів трансформації до точки підключення КУ (орієнтовно дорівнює 0,05, 0,08, 0,12, відповідно при одній, двох або трьох ступенях трансформації),

$tg \varphi_{вир.} - tg \varphi$ - різниця коефіцієнтів РП до і після компенсації,

ΔC - питомі втрати активної потужності в конденсаторах (кВт / квар) .

Таким чином, з огляду на (3.3) і (3.4), B_{Σ} розраховують таким чином:

$$B_{\Sigma} = B_{rp} + B_{\Delta U} = n P_{\phi} tg \varphi_{вир.} (C_Q^{ек} + T_m C_W^{ек}) + C_p W_A k_{ек} (tg \varphi_{вир.} - tg \varphi) - \Delta C Q_{ку}. \quad (3.5)$$

Ефективність використання КУ визначається умовою:

$$B_{\Sigma} \geq B_{ку} \quad (3.6)$$

Річні наведені витрати $B_{\text{КУ}}$ на монтаж та експлуатацію КУ:

$$B_{\text{КУ}} = (1/T_{\text{ок}} + A)Q_{\text{КУ}} k_{0.\text{КУ}} \quad , \quad (3.7)$$

де $T_{\text{ок}}$ - термін окупності КУ (рік),

A - коефіцієнт амортизаційних відрахувань,

$k_{0.\text{КУ}}$ - питома вартість КУ (грн. / квар).

У разі експлуатації нерегульованих КУ необхідно брати до уваги додаткові витрати $B_{\text{д}}$, пов'язані з надмірним підвищенням рівня напруги і складаються з витрат від зайвих втрат активної потужності в КУ і можливих витрат від сплати надбавок до тарифу за генерацію W_Q^e в мережу в години малих навантажень енергосистеми. Величина $B_{\text{д}}$ віднімається від значення B_{Σ} , зменшуючи тим самим ефективність використання КУ.

Таблиця 3.1 - Співвідношення діапазонів регулювання КУ невеликої потужності

Тип КУ, підприємство-виробник	Потужності КУ, $Q_{\text{КУ}}$, (квар)	Потужності ступенів регулювання, $Q_{\text{ступені}}$ (квар)	Середнє відношення $Q_{\text{ступені ДО}} Q_{\text{КУ}}$
«VEM»	70,110,140	10,20	12,6%
КРП-0,4 «LOVATO»	35,50,75,100, 112,5, 150	2,5,5,10,12,5,25	16,3%
АКУ 0,4 EPCOS AG (Siemens Matsuchita)	50,75,100,150	10,20	15%

Виділимо величину терміну окупності $T_{ок}$ з виразу (3.7) і розглянемо основні критерії, що визначають його величину:

$$T_{ок} = \frac{Q_{ку} k_{0.ку}}{B_{ку} - A Q_{ку} k_{0.ку}} . \quad (3.8)$$

Беручи до уваги співвідношення (3.5), бачимо, що $T_{ок}$ визначається вартістю КУ, що дійсною величиною тарифів на електроенергію C_p і можливої оплати РП. Так само на $T_{ок}$ впливає характер графіка електроспоживання, при його ущільненні $T_{ок}$ зменшується. Підвищення T_{max} з 3000 до 6000 годин, можливе при збільшенні змінності роботи підприємства, призведе до зниження $T_{ок}$ регульованою КУ на 85%. Обробка типових графіків навантаження сільських ТП 0,4 кВ, виконана для найбільш поширених груп споживачів, показала, що значення їх T_{max} знаходиться в межах від 1300 до 3000 годин. Однак, деякі сільськогосподарські споживачі (маслозавод «ПП СІМОЛ») мають коефіцієнт заповнення добового графіка електроспоживання 60-70%.

При цьому для найбільш завантаженого зимового періоду, частки нічного і пікового електроспоживання складають відповідно 30 ... 40%, і 10 ... 15% від сумарного, а значення T_{max} в середньому буде близько 6000 годин, що робить високоефективним установку саме регульованих КУ. Розрахований за даних умов $T_{ок}$ регульованих КУ, наведених у таблиці 3.1, склав 1,5 ... 1,8 року.

3.2 Економічна оцінка втрат електроенергії в мережі 0.4 кВ від несиметрії і перетоків реактивної потужності

У сумарному балансі технологічних втрат при передачі електроенергії з розподільчих мереж 0,4 кВ присутні складові, обумовлені наявністю фазної нерівномірності навантажень - $\Delta W_{фз}$ і перетікання РП - $\Delta W_{рп}$. У той же час

економічна оцінка цих складових, як правило, є приблизною, через складність обліку всього різноманіття факторів, що характеризують дані режими. Так рекомендується визначати $\Delta W_{\text{фз}}$ за формулою:

$$\Delta W_{\text{фз}} = \Delta W_A (k_{\text{н1}} - k_{\text{н2}}), \quad (3.9)$$

де ΔW_A абсолютні втрати електроенергії в мережі 0,4 кВ при відсутності несиметрії;

$k_{\text{н1}}, k_{\text{н2}}$ - коефіцієнти несиметрії по зворотній або нульовій послідовності до і після вирівнювання навантажень фаз, що визначаються за висловом:

$$k_{\text{н}} = \frac{3(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{I_A + I_B + I_C} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\text{ф}}}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_{\text{ф}}}, \quad (3.10)$$

де I_A, I_B, I_C - середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 год (не менше трьох вимірів);

$R_0/R_{\text{ф}}$ - співвідношення опорів нульового і фазного дроту .

У сільських розподільних мережах 0,4 кВ з великою часткою комунально-побутового електроспоживання і низькою щільністю розподілення ділення однофазних навантажень, втрати від несиметрії об'єктивно високі. При передачі електроенергії по мережах низької напруги втрати потужності в разі нерівномірного розподілу струмів по фазах може бути в три-чотири рази більше, ніж при симетричному режимі . Якщо 8 ... 10 років тому більш 2/3 загального навантаження мереж 0,4 кВ становили трифазні потреби, то в даний час вони складають менш 1/3 . Тому більш точно оцінити величину $\Delta W_{\text{фз}}$ можна через коефіцієнт втрат потужності - $k_{\text{втр}}$, початковий (до симетрування, $k_{\text{рп}}$) і кінцевий (після симетрування або схемного вирівнювання фазних навантажень, $k_{\text{рк}}$):

$$k_{\text{рп}} = \frac{\Delta W_{\text{п}}}{\Delta W_{\text{с}}}; k_{\text{рк}} = \frac{\Delta W_{\text{к}}}{\Delta W_{\text{с}}}, \quad (3.11)$$

де ΔW_{Π} , ΔW_{κ} - втрати електроенергії в мережі при початковій і кінцевій величині несиметрії; ΔW_s - втрати електроенергії в тій же мережі при симетричному режимі.

Тоді зниження втрат в мережі за рахунок зменшення коефіцієнта $k_{\text{втр}}$:

$$\Delta W_{NS} = \Delta W_{\Pi} - \Delta W_{\kappa}, \quad (3.12)$$

а кінцеві втрати - ΔW_{κ} , поле зменшення несиметрії складуть:

$$\Delta W_{\kappa} = k_{\text{рп}} \cdot \Delta W_s = k_{\text{рп}} \frac{\Delta W_{\Pi}}{\Delta W_{\text{рп}}}. \quad (3.13)$$

Підставивши цей вираз в попередню формулу, отримаємо вираз для визначення втрат електричної енергії, обумовлене зниженням коефіцієнтів зворотного - k_{2U} і нульовий - k_{0U} і послідовності в лінії і трансформаторах ТП споживачів:

$$\Delta W_{NS} = \Delta W_{\Pi} - \frac{k_{\text{рк}}}{k_{\text{рп}}} \cdot \Delta W_{\Pi} = \Delta W_{\Pi} \left(1 - \frac{k_{\text{рк}}}{k_{\text{рп}}} \right). \quad (3.14)$$

Коефіцієнти втрат потужності до - $k_{\text{рп}}^{\varphi}$ і після - $k_{\text{рк}}^{\varphi}$ КРП в мережі, можна уявити як:

$$k_{\text{рп}}^{\varphi} = \frac{1}{\cos^2 \varphi_{\Pi}}; \quad k_{\text{рк}}^{\varphi} = \frac{1}{\cos^2 \varphi_{\kappa}}, \quad (3.15)$$

де $\cos^2 \varphi_{\Pi}$ і $\cos^2 \varphi_{\kappa}$ Значення коефіцієнта потужності до і після компенсації.

Висловивши коефіцієнти втрат через відповідні втрати електроенергії - $\Delta W_{\text{рп}}$ отримаємо вираз для зниження втрат електроенергії в мережі за рахунок КРП, повністю ідентичне (3.14):

$$\Delta W_{\text{рп}} = \Delta W_{\text{п}} - \frac{k_{\text{рк}}^{\varphi}}{k_{\text{рп}}^{\varphi}} \cdot \Delta W_{\text{п}} = \Delta W_{\text{п}} \left(1 - \frac{k_{\text{рк}}^{\varphi}}{k_{\text{рп}}^{\varphi}} \right). \quad (3.17)$$

Для більш точного визначення втрат, отриманих за попередніми виразами, з ΔW_{NS} і $\Delta W_{\text{рп}}$ слід відняти власні втрати в симетричних або компенсуючих пристроях. Річний економічний ефект ($E_{\text{рік}}$) від зменшення несиметрії та КРП в загальному випадку можна визначити за виразом :

$$E_{\text{рік}} = \frac{B_{\text{КУ}}}{T_{\text{ок}}} \cdot (1 - 0,12 \cdot T_{\text{ок}}), \quad (3.18)$$

а $T_{\text{ок}}$ буде залежати від обсягу зниження втрат електроенергії.

3.3 Вибір потужності і кількості ступенів регулювання конденсаторних установок

Забезпечення раціонального режиму роботи ПКРП - одна зі складових економії електроенергії. У зв'язку з сезонними змінами добового графіка навантаження маслозаводу виникає необхідність оптимізації режиму роботи КУ - основного засобу компенсації РП в електромережах даного підприємств. В даний час в мережах споживачів встановлено близько 30 млн. квар конденсаторів, з яких ~ 18 ... 20 млн. квар комутують вручну, що призводить до значних втрат електроенергії [10, 13]. Настанови щодо вибору засобів компенсації РП при проектуванні тваринницьких комплексів рекомендують проводити регулювання потужності КУ $Q_{\text{КУ}}$ за умовою мінімуму втрат електроенергії, що має на увазі

розбивку КУ на окремі секції (трифазні батареї конденсаторів) з подальшим незалежним автоматичним керуванням.

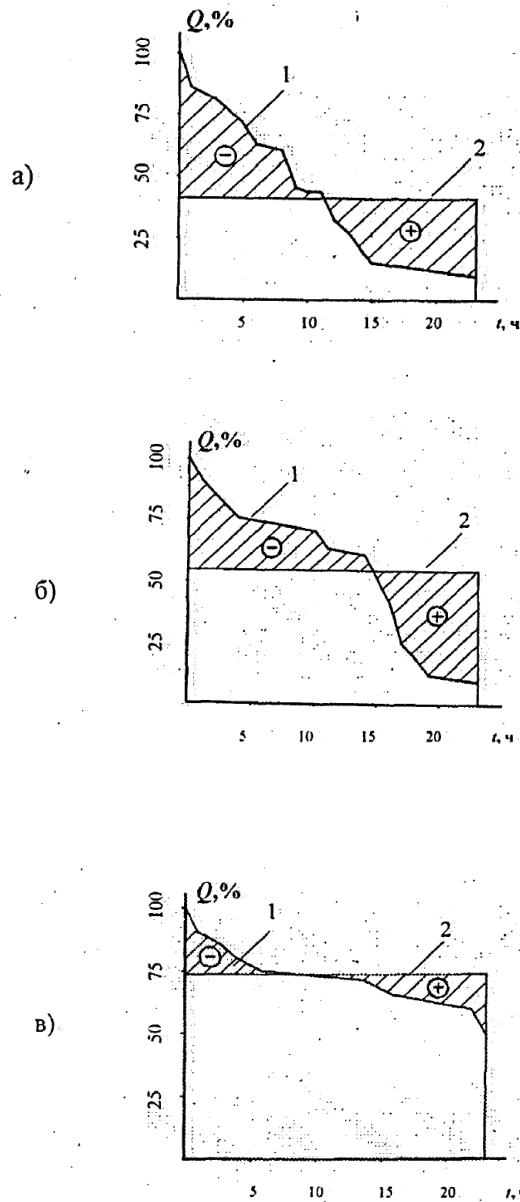


Рисунок 3.3, Зміна добового споживання РП промисловими підприємствами в сільській місцевості при одно - а, двох - б і тризмінному - в режимах роботи

На рисунок 3.3 показані графіки зміни споживання РП Q^* - 1, щодо її максимального значення Q_{max} протягом діб t , побудовані по таблицями 3.21 ... 3.23 [22] для промислових підприємств в сільській місцевості відповідно з одним - (рисунок 3.3а), двох - (рисунок 3.3б) і тризмінним режимом роботи (рисунок

3.3в), з урахуванням коефіцієнта сезонності. Оскільки потреба підприємств в електроенергії незалежно від змінності роботи постійна, функція $Q^*(t)$ буде безперервної і монотонно спадною. Добове споживання РП, обмежено кривою: $Q^*(t)$ площа графіків, можна уявити еквівалентними за площею прямокутниками 2, тобто допустити, що коефіцієнт заповнення графіка електроспоживання k дорівнює 1. Очевидно, що в цьому випадку повну компенсацію РП забезпечить одна постійно включена щабель - аналог нерегульованої КУ. Однак зміна змінності роботи підприємства змінює значення k і площа прямокутників 2, тобто при тризмінній роботі потрібно як мінімум три ступені $Q_{ку}$.

Заштрихована частина графіків - втрати від недокомпенсації (-) або перекомпенсації (+) РП нерегульованої КУ, причому зі збільшенням змінності відносна величина даних втрат зменшується. Ступенева регулювання $Q_{ступені}$ дозволяє знизити втрати до мінімуму, за умови оптимізації співвідношення числа n і потужності ступені $Q_{ступені}$ використовуваної КУ. Пояснимо це на прикладі графіка багатоступінчастого регулювання РП довільного вузла навантаження. Обсяг спожитої РП визначається аналітичним виразом площі графіка F функції $Q^*(t)$ (рисунок 3.4):

$$F = \int_{t_1}^{t_1} Q^{*2}(t) dt, \quad (3.19)$$

а обсяг компенсувати РП F_{Σ} - сумарною площею ступенів компенсації:

$$F_{\Sigma} = \sum_1^n n Q_{ступені}^2 (t_{2i+1} - t_{2i-1}), \quad (3.20)$$

враховуючи дискретний характер регулювання, можлива недокомпенсації РП- F^- складе:

$$F^- = \int_{t_1}^{t_1} Q^{*2}(t)dt - \sum_1^n nQ_{\text{ступені}}^2 (t_{2i+1} - t_{2i-1}), \quad (3.21)$$

а перекомпенсація - F^+ :

$$F^+ = \sum_1^n nQ_{\text{ступені}}^2 (t_{2i+1} - t_{2i-1}) - \int_{t_1}^{t_1} Q^{*2}(t)dt. \quad (3.22)$$

Тоді найбільша ефективність регулювання буде в разі мінімальної різниці значень F^- (3.27) F^+ (3.28). З урахуванням (3.25) і (3.26) дана умова може бути записано таким чином:

$$\int_{t_1}^{t_1} Q^{*2}(t)dt - \sum_1^n nQ_{\text{ступені}}^2 (t_{2i+1} - t_{2i-1}) = \min. \quad (3.23)$$

Практичний зміст виразу (3.29) зводиться до знаходження меж інтегрування t_i , фактично, до визначення кількості n і потужності $Q_{\text{ступені}}$ для конкретної функції $Q^*(t)$ в місці приєднання КУ. В разі плавного тимчасової зміни РП вузла навантаження, графік $Q^*(t)$ з достатньою ступенем точності можна апроксимувати рівняннями в відрізках [75], тоді числове відображення Q_{ti}^* має розраховуватися для кожного з відрізків з різним кутом нахилу а й тривалістю $t_{2i+1} - t_{2i-1}$.

$$Q_{ti}^* = Q_{\text{max}}t_{2i-1} - a(t_{2i+1} - t_{2i-1}), \quad (3.24)$$

Тобто геометричної фігури, утвореної осями координат і розглядаються відрізком прямої. Оптимальні значення параметрів КУ ($Q_{\text{ку}}, n, Q_{\text{ступені}}$)

знаходять перебором варіантів співвідношень числового обмеження розрахункового графіка $Q^*(t)$ з відповідними параметрами ряду одиничних номінальних потужностей серійно випускаються, регульованих КУ (табл. 3.6).

В результаті приймають уставку потужності ступені як оптимальний варіант отриманого розрахункового значення (3.30) і найближчого до нього стандартного значення $Q_{\text{СТУПЕНІ}} \text{ КУ}$. Верхня межа діапазону потужності $Q_{\text{КУ}}$

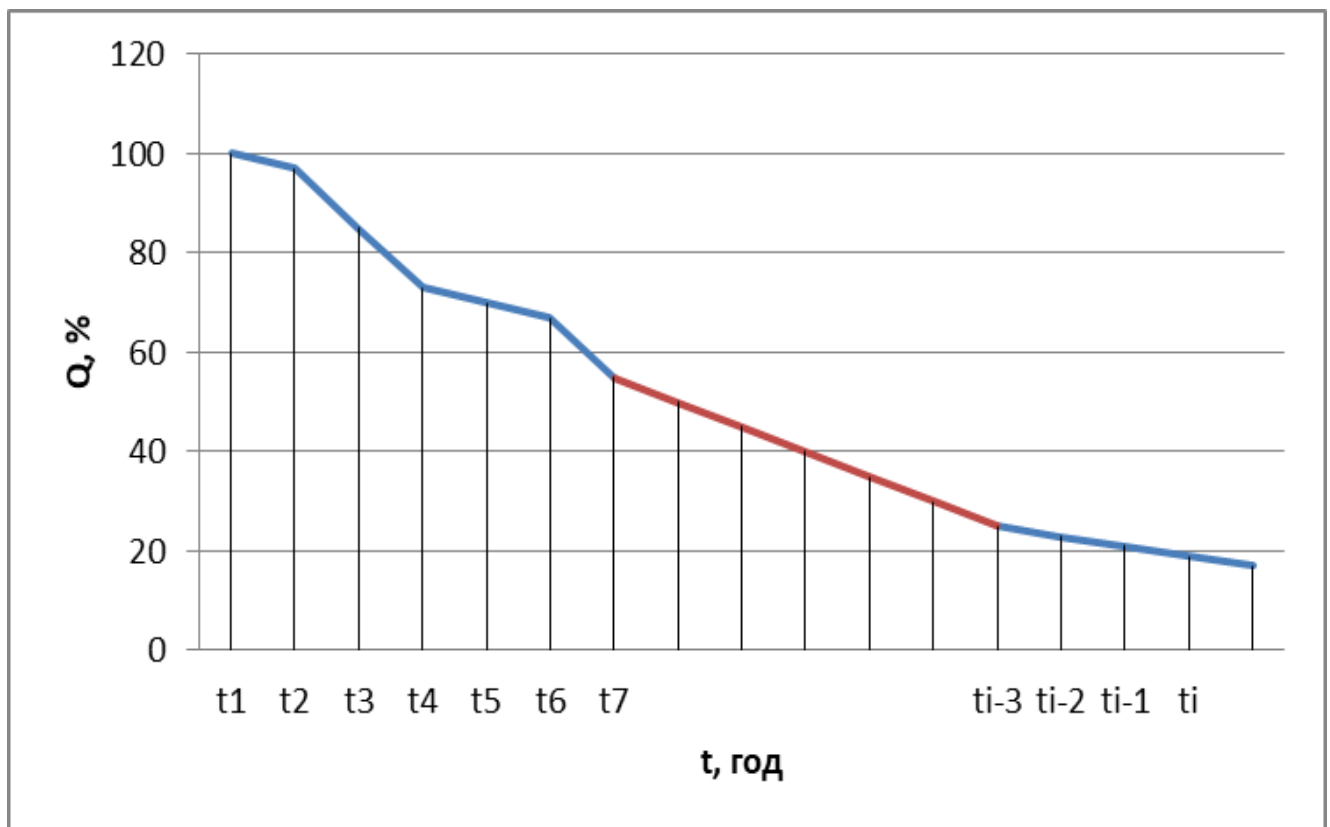


Рисунок 3.4, Графік багатоступінчастого регулювання РП довільного вузла навантаження.

буде визначатися сумарною величиною $\sum n Q_{\text{СТУПЕНІ}}$ - числом тимчасових змін співвідношень (відрізки $t_{2i+1} - t_{2i-1}$ графіка на рисунок 3.4.) Споживання РП $Q^*(t)$ даного вузла навантаження. Якщо зміна графіка $Q^*(t)$ носить піковий характер, відрізки прямої в вираженні (3.30) замінюють відрізками гіперболи [77], а саме вираз приймає вид:

$$Q_{ti}^* = Q_{max} t_{2i-1} - \frac{b}{t_{2i+1} - t_{2i-1}}, \quad (3.25)$$

де b — коефіцієнт, пропорційний інтенсивності зміни Q^* на відрізьку тривалістю $t_{2i+1} - t_{2i-1}$.

Таблиця 3.2 - Параметри ступенів регулювання КУ-0,4 кВ

Підприємство - виробник	Тип КУ	Діапазон потужностей й $Q_{ку}$, квар	Потужність ступенів регулювання , квар	Кількість ступенів регулювання , п	Відношення $Q_{ступені}$ до $Q_{ку}$, %		
					мінімальне	максимальне	середнє
Компанія «Міркон»	КРП (аналог УКМ 58)	50...400	25...50	2-12	13	33	21,7
	УКМ 0,4	112,5...337,5	37,5	3,6,9	11	33	20,3
«УкрЕлектро»	УКМ 58-0,4	100...536	33,3...67	3,4,6,8	13	33	23
	УКМ-61	72...192	24...48	2,4	25	50	39,5
ООО "ВОЛТОКС"	УККРП-3	75...600	12,5...30	6,12	8	17	11,1
«КАП Електроплюс»	КРП	35...600	2,5...100	5..9	11	20	15,8
«ООО НПП »	УКМ 58	20...603	10...75	2...9	11	67	30,3

За винятком найпростіших варіантів сукупності геометричних фігур вираження (3.30) -трикутника, трапеції, що допускають ручний розрахунок, для оптимізації значень параметрів КУ використовують спеціальні комп'ютерні програми [77]. При цьому критерій оптимізації вибору - мінімум приведених витрат на компенсацію. У свою чергу, ступінь компенсації споживаної

підприємством РП [29] буде залежати від типу використовуваних КУ, а також ступеня їх регулювання, яка визначається, зокрема, вибором n і $Q_{\text{СТУПЕНІ}}$ установки. Розрахункова середньодобова зміна співвідношень реактивного навантаження Q^* розглянутих споживачів [22] наведено в таблиці 3.7 [28].

Зіставивши співвідношення $Q_{\text{СТУПЕНІ}}$ до $Q_{\text{КУ}}$ (див. табл. 3.6) і діапазони зміни споживання РП для різних режимів роботи підприємств (див. табл. 3.7), бачимо можливість використання практично всіх представлених типів КУ. Розрахунки оптимальних показників для ділянок графіків (див. рисунок 3.4), що мають вигляд трикутника, трапеції або гіперболи показали, що навіть двоступенева регулювання знизить втрати електроенергії при компенсації РП в середньому на 65 ... 70% [27] у порівнянні з аналогічним нерегульованим режимом експлуатації КУ.

Таблиця 3.3 - Співвідношення добових реактивних навантажень промислових підприємств розташованих в сільській місцевості

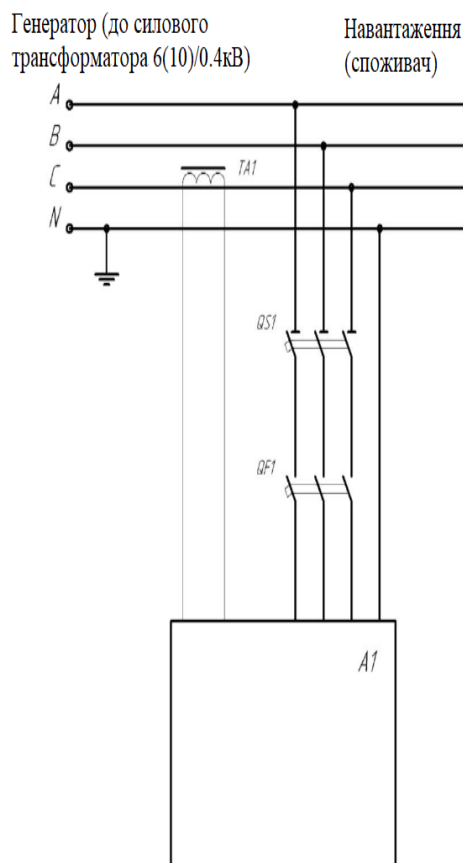
Режим роботи підприємства	Кількість добових почасових змін Q^*	Добові зміни Q^* , %			Співвідношення діапазону змін Q^*
		мінімальне	максимальне	середнє	
Одномісний	15	2,5	38,75	10,5	1:4:15,5
Двомісний	14	1,25	30	13	1:10:24
Трьохмісний	9	5	25	12,5	1:2,5:5

Розбивка $Q_{\text{КУ}}$ на ступені дозволить також запобігти можливим коливанням напруги при включенні секції КБ, відносна зміна якого - ΔU , не повинно перевищити 1 ... 2% $U_{\text{НОМ}}$ [30, 34], визначається експериментально або розраховується за формулою [34]:

$$\Delta U = \frac{Q_{\text{СТУПЕНІ}} \cdot X_{\text{МЕРЕЖІ}}}{10 \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.26)$$

з якої видно, що регулювання напруги за допомогою КУ практично можливо при включенні за великим індуктивним опором трансформаторів. Так, для зміни напруги на 1% від $U_{\text{НОМ}}$. Необхідно за трансформатором 1000 кВА змінити РП на 180 квар, за трансформатором 1600 кВА-240 квар, за кабельною лінією 0,4 кВ довжиною 100 м-240 квар .

3.4 Оптимізація розміщення КУ в мережі промислового підприємства (на прикладі маслозаводу)



TA1- трансформатор струму технічного обліку електричної енергії на стороні 0.4кВ. Вибір контролюючої фази довільний. З'єднання струму с установкою УКНН провести проводом перетину не менше 2.5мм².

QS1-рубильник роз'єднувач серії РЕ19. Величина по струму пропускання визначається компенсувальною потужністю установки.

QF1 - вимикач автоматичний. Тип і величина по струму спрацювання вимикача визначається компенсувальною потужністю установки. Приєднання установки до компенсуючої мережі проводить мідним або алюмінієвим дротом. Перетин дроту повинно забезпечувати довготривале перетікання номінального струму компенсації установки з урахуванням 30% перегрузки.

A1- установка компенсації реактивної потужності.

Рисунок 3.5 - Раціональне розміщення КУ

Рациональне розміщення КУ для кожного вузла навантаження підприємства, окрім отримання ефекту від компенсації РП, може забезпечити додаткове зниження втрат електроенергії. Мінімальні втрати потужності ΔP_{Q_n} від перетікання РП для радіальних ліній з однаковим числом годин використання максимуму втрат, що відходять від одного центру харчування, відповідають умові оптимального розподілу КУ [29]:

$$(Q_1 - Q_{C1}) \cdot R_1 = (Q_2 - Q_{C2}) \cdot R_2 = \dots = (Q_n - Q_{Cn}) \cdot R_n = (Q - Q_C) \cdot R_E \quad \text{В}, \quad (3.27)$$

коли некомпенсовані реактивні навантаження окремих ліній, в тому числі з наявними на них відгалуженням - $Q_1 \dots Q_n$, рівні в сумі Q , і потужності КУ - $Q_{C1} \dots Q_{Cn}$ рівні в сумі Q_C , прямо пропорційні їх провідності; $R_1 \dots R_n$ - активні опори однієї фази відповідної лінії; R_E - еквівалентний активний опір однієї фази всіх паралельних ліній, що дорівнює:

$$\frac{1}{R_E} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \dots + \frac{1}{R_n}, \quad (3.28)$$

Втрати потужності по всіх ділянках лінії [30]:

$$\Delta P_{Q_n} = \sum_1^n \frac{Q_n^2 \cdot R_n}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (3.29)$$

Слід вказати на зустрічається в практиці проектування помилковість розподілу Q_{Cn} , пропорційна реактивним навантажень ліній, так як виходячи з умови мінімуму функції від n змінних:

$$\frac{Q_{C1}}{Q_1} = \frac{Q_{C2}}{Q_2} = \dots = \frac{Q_{Cn}}{Q_n} = \frac{Q_C}{Q}. \quad (3.30)$$

Сумарне еквівалентний опір всіх ліній вузла навантаження:

$$R_E = \sum_1^n R_{En} = \frac{\Delta P_{Q_n} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{Q_n^2}, \quad (3.31)$$

де R_{En} – еквівалентний активний опір лінії, що відходить, а величина РП розглянутого центру харчування - Q_Σ :

$$Q_\Sigma = \sum_1^n Q_n. \quad (3.32)$$

Потужність КУ - $Q_{\text{КУ}n}$ підлягають встановленню на кожній з п ліній:

$$Q_{\text{КУ}n} = Q_n - \frac{Q_\Sigma - Q_{cn}}{R_{En}}. \quad (3.34)$$

Отриманий результат розглядають як перше наближення до оптимального рішення. При від'ємному значенні $Q_{\text{КУ}n}$ для будь-якої з ліній, розрахунок по (3.39) слід повторити, виключивши з результатів R_E (3.37) і Q_Σ (3.38) параметри цієї лінії. Потім $Q_{\text{КУ}n}$ округляється до найближчого значення потужності КУ, яке може бути отримано з стандартного набору наявних номіналів і прийнято в якості оптимального для даного режиму реактивних навантажень. На стадії проектування зробити це з достатнім ступенем точності практично неможливо, так як розрахунок проводиться виходячи з типових усереднених графіків навантаження, а в експлуатаційному режимі графік навантаження коригується і, як правило, має розбіжність з типовим.

Тому в якості Q_Σ бажано прийняти фактичне значення споживання РП в вузлі навантаження. Доведено [29], що в залежності від ставлення відстані точки

приєднання КУ від кінця лінії - l_1 , до її довжини L , при різних співвідношеннях Q_C / Q (3.36) $Q_{\text{КУ}n}$ (3.39) може зміщуватися без істотного збільшення втрат в межах $\pm 0,1L$. У той же час, кількість точок приєднання КУ для однієї лінії не повинно перевищувати двох.

Розглянутий вище порядок розрахунку $Q_{\text{КУ}n}$ передбачає одностороннє харчування лінії. При двосторонньому харчуванні розподільної лінії слід відомими способами перетворити схему в одноступінчасті лінії, після чого провести розподіл КУ викладеним вище способом.

3.5 Обґрунтування техніко-економічної ефективності застосування УКРП в електричній мережі 0.4 кВ промислового підприємства (на прикладі маслозаводу «ПП СІМОЛ»)

Метою розрахунку технічних параметрів УКРП споживачів з приєднаною потужністю 750 кВА і вище є визначення оптимальних компенсаційних значень РП в години максимуму і мінімуму навантаження енергосистеми. Вихідними даними для проведення аналізу і вироблення рекомендацій щодо застосування УКРП послужили графіки електроспоживання, договір електропостачання з енергосистемою і однолінійна схема електропостачання підприємства. Для контролю значень активної і РП споживання використовувалися встановлена на підприємстві інформаційно вимірювальна система - СЕМ. Розглянуті графіки електроспоживання за 2017 рік показали - найбільші місячне споживання електроенергії було зафіксовано в грудні, що збіглося з найбільшим річним навантаженням енергосистеми.

Споживач знаходиться в районі центру та отримує харчування від понижувальній підстанції 110/10 кВ, СД в електромережах споживача відсутні.

Наявні автоматичні КУ (типу VEM 2011, 2014 року, 2039) знаходяться в експлуатації протягом 17 років. З тих пір регулятори, частина КК і контакторів вийшли з ладу. В період проведення замірів КБ були відключені.

Сумарне місячне споживання електроенергії відповідно склало:

активна повна - 1292487,38 кВт·год (в тому числі: пікова зона - 102268,75 кВт·год, денний напівпік - 687739 кВт·год, нічний провал - 502479,63 квар· год).

реактивна повна - 1482486 квар· год (в тому числі: пікова зона – 113457 квар· год, денний напівпік - 34444 квар· год, нічний провал - 25251 квар· год).

Визначимо активну, реактивну і повне навантаження підприємства, з урахуванням часу дії тарифних зон: ранковий пік - 8 ... 10 год.; денної напівпік - 10 ... 23 год.; нічний провал - 23 ... 8 год. Результати розрахунків зведені в таблиці П.1, П.2, П.3. Розрахункові значення коефіцієнтів РМ - $tg\varphi$, в таблицю П.4

Таблиця 3.4 - Активна потужність навантаження «ПП СІМОЛ» по тарифним зонами за грудень 2017 року

Найбільша, Р _{max} , кВт				Найменша, Р _{min} , кВт				Середня, Р, кВт			
Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу
2557	2479	2623	2460	482	482	492	495	1649	1707	1801	1737

Таблиця 3.5 - Реактивна потужність навантаження «ПП СІМОЛ» по тарифним зонами за грудень 2017 року

Найбільша, Q _{max} , кВт				Найменша, Q _{min} , кВт				Середня, Р, кВт			
Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу
2837	2719	2953	2792	552	516	560	541	1830	1945	2098	1993

Таблиця 3.6 - Повна потужність навантаження «ПП СІМОЛ» по тарифним зонами за грудень 2017 року

Найбільша, S_{max} , кВт				Найменша, S_{min} , кВт				Середня, S , кВт			
Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівпік	Нічний провал	За добу
3819	3679	3950	3721	733	706	745	733	2463	2588	2765	2644

Таблиця 3.7. Фактичне значення коефіцієнта РП ($\text{tg}\varphi$) за тарифними зонами

День	Нічний провал	Денний напівпік	Ранковий пік	За добу
1	1,27	1,24	1,06	1,24
2	1Д1	1,11	1,1	1,14
3	1,14	1,1	1,07	1,11
4	1,19	1,14	1,07	1,15
5	1,15	1,13	1,14	1,14
6	1,2	1,23	1,32	1,22
7	1,14	1,18	1,24	1,17
8	1,19	1,28	1,13	1,25
9	1,2	1,07	1,12	1,13
10	1,14	1,09	1,07	1,11
11	1,15	1,1	1,05	1,12
12	1,16	1,15	1,11	1,16
13	1,11	1,07	1,16	1,09
14	1,17	1,19	1,35	1,2
15	1,24	1,15	1,12	1,17
16	1,15	1,2	1,1	1,17

Продовження таблиці 3.6

17	1,16	1,1	1,08	1,12
18	1,15	1,13	1,11	1,13
19	1,16	1,1	1,05	1,12
20	1,18	1,28	1,3	1,24
21	1,08	1,19	1,1	1,15
22	1,12	1,19	1,11	1,17
23	1,18	1,08	1,09	1,12
24	1,13	1,11	1,03	1,11
25	1,09	1,07	1,02	1,07
26	1,1	1,13	1,04	1,11
27	1,16	1,13	1,13	1,14
28	1,15	1,16	1,16	1,15
29	1,16	1,1	1,0	1,12
30	1,2	1,21	1,18	1,21
31	1,3	1,26	1,3	1,28
За місяць	1,16	1,14	1,11	1,15

Таким чином, коефіцієнт використання трансформаторної потужності К склав:

$$K = \frac{S}{S_{\text{вст.}}} = \frac{2644}{13200} \cdot 100\% \approx 20\%, \quad (3.35)$$

де S - середня потужність навантаження (див., табл. 3),

$S_{\text{вст.}}$ - встановлена трансформаторна потужність підприємства (див., однолінійну схему електропостачання).

На основі отриманих потужностей електроспоживання (табл. П.1, П.2, П3) проводиться розрахунок належної компенсації РП від фактичного поточного

значення - початковий коефіцієнт РП - $\operatorname{tg}\varphi_1$ до необхідного (цільового) - кінцевий коефіцієнт РП - $\operatorname{tg}\varphi_2$. Сумарну потужність КУ - $\sum Q_{\text{КУ}}$ визначаємо наступним чином:

$$\sum Q_{\text{КУ}} = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (3.36)$$

де P - активна потужність навантаження (див., табл. П.1).

Для розрахунку компенсаційної потужності використані представлені в таблиці П.7 коефіцієнти $F = \operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2$ [30].

При визначенні $\sum Q_{\text{КУ}}$ розглядається мінімальний варіант діапазону необхідної компенсаційної потужності КУ. Для цього приймаємо в якості значення $\operatorname{tg}\varphi_2$ мінімально рекомендований [9] значення $\operatorname{tg}\varphi_E$ мереж 0.4 (10) кВ, приєднаних до шин ТП 110 кВ (див., однолінійну схему електропостачання). Тоді компенсація РП за тарифними зонами (табл. П. 1, п.5) повинні бути наступною (табл. П.6).

З урахуванням можливого збільшення електроспоживання на 25% $\sum Q_{\text{КУ}}$ приймається рівною: $1,25 \cdot 1048 \approx 1300$ квар, а питома потужність КУ - $k_{\text{Пит.КУ}}$:

$$k_{\text{Пит.КУ}} = \frac{\sum Q_{\text{КУ}}}{S_{\text{ВСТ}}} = \frac{1300}{13200} \approx 0.1 \frac{\text{квар}}{\text{кВА}}, \quad (3.37)$$

Таблиця 3.8 - Значення коефіцієнтів $F = \operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2$ для розрахунку компенсаційної потужності

Початковий коефіцієнт РП		Кінцевий коефіцієнт РП ($\cos\varphi_2$ после КРП)									
$\operatorname{tg}\varphi_1$	$\cos\varphi_1$	0.80	0.82	0.85	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	1.0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	И	12
3,18	0,30	2,43	2,48	2,56	2,64	2,70	2,75	2,82	2,89	2,98	3,18
2,96	0,32	2,21	2,26	2,34	2,42	2,48	2,53	2,60	2,67	2,76	2,96

Продовження таблиці 3.7 - Значення коефіцієнтів $F = \operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2$ для
розрахунку компенсаційної потужності

2,77	0,34	2,02	2,07	2,15	2,23	2,28	2,34	2,41	2,48	2,56	2,77
2,59	0,36	1,84	1,89	1,97	2,05	2,10	2,17	2,23	2,30	2,39	2,59
2,43	0,38	1,68	1,73	1,81	1,89	1,95	2,01	2,07	2,14	2,23	2,43
2,29	0,40	1,54	1,59	1,67	1,75	1,81	1,87	1,93	2,00	2,09	2,29
2,16	0,42	1,41	1,46	1,54	1,62	1,68	1,73	1,80	1,87	1,96	2,16
2,04	0,44	1,29	1,34	1,42	1,50	1,56	1,61	1,68	1,75	1,84	2,04
1,93	0,46	1,18	1,23	1,31	1,39	1,45	1,50	1,57	1,64	1,73	1,93
1,83	0,48	1,08	1,13	1,21	1,29	1,34	1,40	1,47	1,54	1,62	1,83
1,73	0,50	0,98	1,03	1,11	1,19	1,25	1,31	1,37	1,45	1,53	1,73
1,64	0,52	0,89	0,94	1,02	1,10	1,16	1,22	1,28	1,35	1,44	1,64
1,56	0,54	0,81	0,86	0,94	1,02	1,07	1,13	1,20	1,27	1,36	1,56
1,48	0,56	0,73	0,78	0,86	0,94	1,00	1,05	1,12	1,19	1,28	1,48
1,40	0,58	0,65	0,70	0,78	0,86	0,92	0,98	1,04	1,11	1,20	1,40
1,33	0,60	0,58	0,63	0,71	0,79	0,85	0,91	0,97	1,04	1,13	1,33
1,30	0,61	0,55	0,60	0,68	0,76	0,81	0,87	0,94	1,01	1,10	1,30
1,27	0,62	0,52	0,57	0,65	0,73	0,78	0,84	0,91	0,99	1,06	1,27
1,23	0,63	0,48	0,53	0,61	0,69	0,75	0,81	0,87	0,94	1,03	1,23
1,20	0,64	0,45	0,50	0,58	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91	1,00	1,20
1,17	0,65	0,42	0,47	0,55	0,63	0,68	0,74	0,81	0,88	0,97	1,17
1,14	0,66	0,39	0,44	0,52	0,60	0,65	0,71	0,78	0,85	0,94	1,14
1,11	0,67	0,36	0,41	0,49	0,57	0,63	0,68	0,75	0,82	0,90	1,11
1,08	0,68	0,33	0,38	0,46	0,54	0,59	0,65	0,72	0,79	0,88	1,08
1,05	0,69	0,30	0,35	0,43	0,51	0,56	0,62	0,69	0,76	0,85	1,05
1,02	0,70	0,27	0,32	0,40	0,48	0,54	0,59	0,66	0,73	0,82	1,02

Продовження таблиці 3.7 - Значення коефіцієнтів $F = \operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2$ для розрахунку компенсаційної потужності

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0,99	0,71	0,24	0,29	0,37	0,45	0,51	0,57	0,63	0,70	0,79	0,99
0,96	0,72	0,21	0,26	0,34	0,42	0,48	0,54	0,60	0,67	0,76	0,96
0,94	0,73	0,19	0,24	0,32	0,40	0,45	0,51	0,58	0,65	0,73	0,94
0,91	0,74	0,16	0,21	0,29	0,37	0,42	0,48	0,55	0,62	0,71	0,91
0,88	0,75	0,13	0,18	0,26	0,34	0,40	0,46	0,52	0,59	0,68	0,88
0,86	0,76	0,11	0,16	0,24	0,32	0,37	0,43	0,50	0,57	0,65	0,86
0,83	0,77	0,08	0,13	0,21	0,29	0,34	0,40	0,47	0,54	0,63	0,83
0,80	0,78	0,05	0,10	0,18	0,26	0,32	0,38	0,44	0,51	0,60	0,80
0,78	0,79	0,03	0,08	0,16	0,24	0,29	0,35	0,42	0,49	0,57	0,78
0,75	0,80	-	0,05	0,13	0,21	0,27	0,32	0,39	0,46	0,55	0,75
0,72	0,81			0,10	0,18	0,24	0,30	0,36	0,43	0,52	0,72
0,70	0,82	-	-	0,08	0,16	0,21	0,27	0,34	0,41	0,49	0,70
0,67	0,83	-	-	0,05	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,47	0,67
0,65	0,84	-		0,03	0,11	0,16	0,22	0,29	0,36	0,44	0,65
0,62	0,85	--	-	-	0,08	0,14	0,19	0,26	0,33	0,42	0,62
0,59	0,86	-	-	-	0,05	0,11	0,17	0,23	0,30	0,39	0,59
0,57	0,87		-	-	- ■	0,08	0,14	0,21	0,28	0,36	0,57
0,54	0,88	-	-	-	-	0,06	0,11	0,18	0,25	0,34	0,54
0,51	0,89	-	-	-	-	0,03	0,09	0,15	0,22	0,31	0,51
0,48	0,90	-	-	-	-	-	0,06	0,12	0,19	0,28	0,48
0,46	0,91	-	-	--	-	-	0,03	0,10	0,17	0,25	0,46
0,43	0,92	-	-	-	-	-	-	0,07	0,14	0,22	0,43
0,40	0,93	-	-	-	-			0,04	0,11	0,19	0,40
0,38	0,94	-	-	-	-	-	-••		0,07	0,16	0,36

Максимальна скомпенсована реактивна енергія складе - 967 200 квар·год (65% від споживання грудня 2017 року). Необхідний діапазон регулювання потужності КУ (табл. п.6) для ранкового піка - 1: 4,6; Денного напівпіку - 1: 5,6;

нічного провалу - 1: 5. В цілому діапазон регулювання автоматичних КУ можна прийняти рівним 1:5 ... 1:6.

Таблиця 3.9 - Необхідна компенсація ПП «СІМОЛ» по тарифними зонами за грудень 2017 р

Найбільша, Q _{ку} , квар				Найменша, Q _{ку} , квар				Середня, Q _{ку} , квар			
Ранковий пік	Денний напівепік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівепік	Нічний провал	За добу	Ранковий пік	Денний напівепік	Нічний провал	За добу
1048	1016	997	...	227	183	202	-	676	751	828	782

Напруга, що отримується РТП-41 підприємства від ПС № 551, має стабільно високий рівень (трансформатори встановлені на отпайку -5%), тому варіант підключення до збірних шин РТПКУ-10 кВ не може бути використаний через додаткового підвищення напруги в години мінімальних навантажень енергосистеми і значного діапазону регулювання РП. Як ПКРП рекомендується застосування в електромережах підприємства автоматичних КУ-0,4 кВ та їх розміщення в ТП виробничих підрозділів (табл. П.7).

Переведемо через економічний еквівалент РП (0,06 кВт / квар) [3] при споживанні КУ через два ступені трансформації і недовантаження системи електропостачання визначену раніше підлягавши компенсації реактивної енергії (табл. п.6) в еквівалентну активну енергію, вважаючи її рівною втрат в розподільних мережах підприємства від передачі РП :

$$(782 \cdot 31 \cdot 24) \cdot 0.06 \approx 35908 \text{ кВт} \cdot \text{год} . \quad (3.38)$$

Це складе приблизно 2,7% загального споживання активної електроенергії підприємством за грудень місяць. Зміна місячного

навантаження електроспоживання в 2017 році, пов'язане з сезонним технологічним циклом роботи підприємства (витратами електроенергії в вересні-грудні на сушку закладається на зберігання зерна, зменшення обсягу виробництва комбікорму в пасовищний період) склало $\sim 85\%$ {за 100% прийнято електроспоживання грудня). В середньому річну економію можна вважати рівною $12025 \times 12 \times 0,85 \sim 122\,655$ грн.

Таблиця 3.10 - Тип КУ-0,4 кВ, рекомендованих для установки на ТП виробничих підрозділів маслозаводу «ПП СІМОЛ»

Виробничі підрозділи	Потужність ТП, кВА	Рекомендовані КУ	Вартість КУ * с НДС, грн.
ТП №8	2x400	УКМ 58-0,4-50-5 УЗ**	93960
		КРМ-0,4-50-5-6Х***	54000
Масляний цех	2x250	УКМ 58-0,4-100-33,3 УЗ**	21000
		КРП-0,4-150-25-6Х***	19000
Компресорна	2x250	КРМ-0,4-100-10-6Х***	17000
		2xКРМ-0,4-50-5-6Х***	13000

Примітки: * у цінах 2017 роки; ** виробництво «LOVATO»; *** виробництво EPCOS AG (Siemens Matsuchita)

Інвестиції, необхідні для придбання КУ вітчизняного виробництва (табл.3.7), з урахуванням 10% витрат на транспортування і монтаж становитимуть ~ 21796 ... Ціна: 217960 грн.

Таким чином, термін окупності $T_{ок}$ витрат на КРП в електромережі маслозаводу «ПП СІМОЛ» складе (без урахування будь-якого з варіантів безпосередньої оплати РП) 1,9 .. 2,1 року.

Примітка: виробники КУ, мабуть, з метою пропаганди їх застосування, включають в обґрунтування інвестицій калькуляцію оплати реактивної енергії або її споживання, що перевищує виділене енергосистемою лімітне значення, отримуючи за рахунок цього T_{ok} менше одного року [20, 30].

Тому, на сьогоднішній день, T_{ok} для ПКРП встановлюються в електромережах підприємств в середньому складі не менше 2 ... 3 років [25].

Висновки до третього розділу

1. Ефективність техніко-економічних показників роботи КУ визначається сукупністю оптимальних для кожного з вузлів навантаження значень потужності КУ, числа ступенів, місця приєднання і функції регулювання.
2. Сучасне конструктивне виконання дозволяє використовувати регульовані КУ-0,4 кВ при невеликих необхідних значеннях потужності компенсації (150 квар і менш), що характерно для сільськогосподарських споживачів і раніше вважалось неефективним.
3. Ступінь компенсації споживаної підприємством РП буде залежати від типу використовуваних КУ, а так же мірі їх регулювання, яка визначається, зокрема, вибором числа і потужності ступенів установки. Про це критерій оптимізації вибору - мінімум приведених витрат на КРП. Порівняння сумарних питомих річних витрат на генерацію РП установками 6 (10) кВ і 0,4 кВ показало, що КРП до граничного значення (~ 1300 квар) краще за допомогою установок 0,4 кВ, а понад з використанням КУ-6 (10) кВ.

4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП - ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту (товару, послуги, технології)

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигода для користувача
Регулятор коефіцієнта потужності — цифровий пристрій, який виконує функції контролю і регулювання реактивної потужності системи	Компоненти та прилади для компенсації реактивної потужності	Зчитування показів коефіцієнта потужності з високою точністю
		Суттєве зменшення кількості перемикачів
		Більш ефективне використання конденсаторних батарей

Таблиця 4.1 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко економічні характеристик и ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				Слабка сторона	Сильна сторона
		Мій проект	Конку рент 1	Конку рент2	Конку рент3		
1	Можливість автоматичного регулювання	+	+	+	+	Збільшення вартості	Автоматизац ія роботи
2	Подвійний дисплей	+	-	-	-	Збільшення вtrat на електроенергі ю	Зручність спостережен ня за показниками роботи КУ
3	Час перекомутації ступеней	+	+	+	+		
4	Ступінь захисту IP41	+	-	-	-	Збільшення вартості	Збільшення захисту регулятора

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Таблиця 4.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології та реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Дискретне автоматичне регулювання потужності КУ в залежності від зміни режиму споживання РП вузла навантаження мережі	Подвійний дисплей	+	+
	Цифрове програмування	+	+
	Вимірювання гармонік струму і напруги	+	+
	Конфігуровані аварійні сигнали	+	+

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 4.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	3
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Слабка технічна база
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Відсутні

Таблиця 4.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
1.	Регулювання пристроїв КРП та контроль коефіцієнта потужності	Державні промислові підприємства	Обмеженість в ціновій політиці, попит на конкретні товари	Справність обладнання, швидке встановлення, забезпечення послуг по обслуговуванню даних пристроїв
2.		Приватні промислові підприємства	Високий рівень конкуренції	

Таблиця 4.6 – Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Низький попит	Через відсутність необхідної технічної бази не буде потреби в програмному забезпеченні, отже будуть низькі продажі	Проведення програми популяризації моніторингу засобів електроприводу
2.	Перевантаження в мережі	Частина потенційних споживачів відмовиться від товару, або потрібно буде затратити додаткові ресурси для налагодження роботи програми та обладнання	Модифікація обладнання, захист від радіоперешкод різної частоти, пропозиція по встановленню нового, сумісного обладнання.
3.	Внутрішній перегрів датчиків		Проведення додаткового тестування та налаштування

Висновки до 4 розділу

1. Використання КК з різноманітним технологічним виконанням робочої частини, що мають низькі власні втрати і високу експлуатаційну надійність, за рахунок здатності до «самовідновлення» після пробою в діелектрику, а також наявності запобіжника-переривника. Широкий діапазон номінальних потужностей КК дозволяє застосовувати модульний принцип побудови з одночасним зниженням масогабаритних параметрів КУ, забезпечує простоту ремонту і модернізації.
2. Спеціальні конденсаторні контактори, з контактами випереджаючого включення і струмообмежуючими резисторами, згладжують кидки комутаційних струмів, збільшуючи допустиму кількість перемикачів ступенів КУ і термін служби КК.

Загальні висновки

Зібрані і систематизовані відомості про сучасний стан, способах і технічних засобах КРП дозволяють зробити наступні висновки:

1. Правильний вибір ПКРП як на стадії проектування, так і при експлуатації електричних мереж дозволяє скоротити перетікання РП, що особливо важливо для протяжних сільських розподільних мереж 6 (10) кВ, збільшити коефіцієнт використання трансформаторної потужності, забезпечити норми якості електроенергії в компенсується мережі за рахунок зменшення впливу імпульсних мережевих перешкод і вищих гармонік. Невеликі приєднані потужності і відсутність великих СД в електромережах виробничих споживачів сільськогосподарського призначення, роблять для них КУ практично єдиним технічним засобом КРП.

2. Різноманітне технологічне виконання робочої частини, широкий діапазон номінальних потужностей, низькі власні втрати і висока експлуатаційна надійність КК (стандарты ІЕС 70 і 831 -1/2, VDE 0560) уможливають модульне побудова сучасних КУ і забезпечують електромагнітну сумісність компенсується мережі з нелінійними навантаженнями.

3; Додаткові комплектуючі елементи КУ - спеціальні конденсаторні контактори згладжують кидки комутаційних струмів, запобігаючи поява імпульсів і провалів напруги, збільшують термін служби КК і допустиму кількість перемикань ступенів КУ. Антирезонансні (Фільтруючі) дроселі (при частоті потужності нелінійних електроприймачів від 20 до 50%) адаптують КУ до наявності гармонійних складових, а розрядні дроселі КБ зменшують втрати електроенергії в КУ.

4. Установка комплектних КУ з автоматичним регулятором РМ дозволяє оптимізувати режим компенсації в годинник як максимальної, так і мінімального навантаження і запобігає можливу генерацію РП в мережу. Незважаючи на різноманіття модифікацій, більшість сучасних автоматичних регуляторів РП мають функціонально ідентичне побудова.

5. Поява в мережі несиметрії напруг унеможливорює повне використання компенсаційної потужності КУ. Крім того, нерівномірна пофазна генерація РП може ще більше посилити існуючу несиметрію.

6. Ефективність техніко-економічних показників роботи КУ визначається сукупністю оптимальних для кожного з вузлів навантаження значень потужності КУ, числа ступенів, місця приєднання і функції регулювання. Проведені розрахунки і аналіз результатів обґрунтовують необхідність, технічну та

економічну доцільність розробки перспективних напрямків КРП в електромережах підприємств, в зв'язку, з цим зазначено наступне:

1. Виходячи з 4,5% -го нормативу відносних втрат електроенергії для сільських мереж 6 (10) 70,4 кВ і наведеного в роботі розрахунку видно, що передача по мережі РМ збільшить тільки для трансформаторів даний норматив на 1 ... 2,5%, а його підсумковий зростання, враховуючи втрати в лініях 6 (10) кВ сільськогосподарського призначення, досягне 2; .. 4,5%. В середньому, збільшення втрат від передачі РП навантаження в розподільних мережах 6 (10) кВ розглянутого району електричних мереж складе 4,2 ... 1,9 млн. кВт-год. При цьому для вибору ПКРП необхідна наявність об'єктивної інформації про режим роботи пристроїв передачі електроенергії, в першу чергу – про використанні трансформаторної потужності. Отримати такі відомості можна тільки за допомогою сучасної вимірювальної техніки та впровадження систем телеметрії.

2. Несиметричні мережеві режими, пов'язані з ростом за останнім десятиліття однофазних навантажень мереж 0,4 кВ сільськогосподарського призначення, а також з переважанням в них трансформаторів із з'єднанням обмоток Y-Yj „ є однією з основних причин, що стримують приміня автоматичних КУ в сільських електромережах. Наявність струмів зворотної і нульової послідовності призведе до появи в комплексному вираженні повної потужності поряд з активною і реактивною складовою пульсуючою потужності, яка змінює значення коефіцієнта (чинника) потужності електроприймачів. Оскільки функції сигналу регулювання автоматичних пристроїв компенсації РП залежить від кута фазового зсуву активної і реактивної складових вимірюваного струму тільки однією з контрольованих фаз, може статися помилкове включення трифазних КБ. Внаслідок їх нерівномірного завантаження через різницю фазних напруг, генерація ними РП по фазах мережі буде неоднакова, що призведе до ще більшого зростання невідновленості трифазної системи напруг. Тому, при значному разліч1П1 РП окремих фаз регульованою мережі доцільно форсовано відключити КБ з подальшою заборонаю включення; до відновлення допустимого діапазону співвідношень неузгодженості РМ- фаз. Для цього пристрій управління КБ повинно містити не менше двох каналів з однаковим масштабом вимірювання сигналу РП різнойменних фаз і блок їх подальшого складання.

3. Сучасний конструктивне виконання дозволяє використовувати регульовані КУ- 0,4 кВ при невеликих необхідних значеннях потужності компенсації (150 квар і менш), що характерно для сільськогосподарських споживача

Список використаної літератури

1. Концепція розвитку електрифікації сільського господарства України. М. : Укргосподарства, 2001. ЗБС.
2. Мінін Г.П. Реактивна потужність. М. : Енергія. 1978. 88с.
3. Желєзко Ю.С. Застосування технологічних знижок (надбавок) – один із способів зниження тарифів на електроенергію. // Електрика. 2001.№6. С. 12-15.
4. Reactive Power and Distortion Power // Intern. Electro technical Conunission, Technical Committee № 25. Working Group 7. 1979. Document 25. Rep. 113.
5. Красник В.В. Автоматичні пристрої по компенсації реактивної потужності в електромережах підприємств. М. : Вища школа, 1983. 136с.
6. Вказівки щодо компенсації реактивної потужності в розподільних мережах. М. : Енергія, 1974. 73с.
7. Вказівки по вибору засобів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності при проектуванні тваринницьких комплексів і електричних мереж сільськогосподарського призначення. Керівні матеріали з проектування електропостачання сільського господарства. М. : Сільенергопроект, 1978. 89с.
8. Кудрін Б.І. Про державний план ринкової електрифікації України і про концепцію енергозбереження. М. : Електрика, 2001.. 20с.
9. Правила застосування знижок і надбавок до тарифів на електричну енергію за споживання і генерацію реактивної енергії // Промислова енергетика. 1998. №10. С. 43-52.
10. Ю.Желєзко Ю.С. Про нормативних документах в області якості електроенергії і умов споживання реактивної потужності // Електрика. 2003. №1 С. 9-16.
11. Желєзко Ю.С. Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах. М. : Вища школа, 1989.176с.
12. Динаміка електроспоживання // Електрика. 2002. №5. С. 44 ... 46.
13. Шішкін С.А. Втрати електроенергії і тарифи для споживачів. (Дискусія за статтею Ю.С. Желєзко) // Електрика. 2003 №4. С. 16-17.
14. Желєзко Ю.С, Артем'єв А.В., Савченко О.В. Розрахунок, аналіз і нормування втрат електроенергії в електричних мережах. Керівництво для практичних розрахунків. М. : Изд-во НЦ ЕНАС, 2002. 280с.
15. Бородін І.Ф., сердешний А.П. Шляхи зниження втрат напруги і електроенергії в сільських електромережах // Електрика. 2002. №5. С. 28-32.

16. Железко Ю.С. Систематичні і випадкові похибки методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії // Електричні станції. 2001. №12.
17. Бахмат І.С., Воротніцкій В.Е., Татаринів Є.П. зниження комерційних втрат в електроенергетичних системах // Електричні станції. 1998. №9. С. 53-59.
18. затвердження нормативів технологічних витрат електричної енергії (потужності) на її передачу, прийнятих для розрахунку і регулювання тарифів на електричну енергію (розмір плати за послуги по її передачі. Постанова від 17.03.2000 №14 / 107 / Економіка і фінанси електроенергетики. 2000. №8. с.132-143.
19. Методическіе вказівки з розрахунку регульованих тарифів і цін на електричну (теплову) енергію на роздрібному (споживчому) ринку. Затверджено Постановою від 31.07.2002 № 49-Е / 8.
20. О внесення змін і доповнень до Методичних вказівки по розрахунку регульованих тарифів і цін на електричну (теплову) енергію на роздрібному (споживчому) ринку, затверджені Постановою від 31.07.2002 № 49-Е / 8. Постанова 14.05.2003 №37-Е / 1.
21. Железко Ю.С. Нормування технологічних втрат електроенергії в мережах. Нова методологія розрахунку // Новини електротехніки. 2003. №5 (23) Г. 23-27.
22. Воротніцкій В.Е. Вимірювання, нормування та зниження втрат електроенергії в електричних мережах. Проблеми та шляхи вирішення. Збірник інформаційних матеріалів міжнародного науково-технічного семінару «Нормування, аналіз і зниження втрат електроенергії В електричних мережах - 2002 ». М .: Изд-во НЦ ЕНАС, 2002.
23. Броерская Н.А., Штейнбух Г.Л. Про нормування втрат електроенергії в електричних мережах // Електричні станції. 2003. №4.
24. Інструкція з розрахунку і аналізу технологічних витрат електричної енергії на передачу по електричних мережах енергосистем і енергооб'єднань. І 34-70-030-87. М .: СПО «Союзтехенерго», 1987.
25. Кудрін Б.І. Про втрати електричної енергії і потужності в електричних мережах // Електрика. 2003. №31 С. 3-9.
26. Левін М.С., Лещинська Т.Б. Особливості компенсації реактивної потужності в сільських мережах 0,3 8 кВ. Збірник наукових праць МГАУ ім. В.П. Горячіна. Електрифікація, автоматизація та комп'ютеризація сільського господарства. М: 2000, С. 52-61.
27. Левін М.С., Лещинська Т.Б. Про час максимальних втрат графіків навантаження в сільських мережах // Електричні станції. 1996. №2. С. 46.